



MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

INFORME FINAL DE PASANTÍA SUPERVISADA: “MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS DE LA EMPRESA SETIP INGENIERÍA S.A.”

LUIS FERNANDO PAZ LÓPEZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA

2014



MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

INFORME FINAL DE PASANTÍA SUPERVISADA: “MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS DE LA EMPRESA SETIP INGENIERÍA S.A.”

LUIS FERNANDO PAZ LÓPEZ.

CÓDIGO: 2009179114

Informe final de pasantía supervisada presentado como requisito para optar el título de: “INGENIERO DE PETRÓLEOS”

Director del proyecto de pasantía

EVER GONZÁLEZ ROBLES

Ingeniero mecánico – Coordinador de proyectos de producción de SETIP INGENIERÍA S.A.

Codirector del proyecto de pasantía

ERVIN ARANDA ARANDA

Ingeniero de petróleos – Docente UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA – HUILA

2014



MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma Director

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Neiva (Junio de 2014)



DEDICATORIA

A Dios, por haberme creado con particularidades en mi vida, las cuales impulsan día a día enormemente mis anhelos de estudio, trabajo y superación y por su infinita compañía en cada paso dado para lograr las diferentes metas que me propongo.

A toda mi familia, en especial a mi madre CLAUDIA LUCÍA LÓPEZ ROMO, porque gracias a su excelente compañía durante el proceso de educación, aprendí que el respeto, la justicia y la solidaridad son fundamentales para conseguir armonía y felicidad en la vida.

A mis profesores, tanto de la Universidad Surcolombiana como del colegio Santa María Goretti, quienes gracias a sus enseñanzas académicas, fortalecieron mis bases teóricas para llevar a cabo trabajos de ingeniería en la industria del petróleo.

A la empresa SETIP INGENIERÍA S.A. y todo su equipo de trabajo por haberme dado la oportunidad de contribuir a su desarrollo industrial mediante la elaboración de este manual, quienes confiaron en mi responsabilidad y habilidades para efectuar esta clase de proyectos.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	10
2. ASPECTOS DE LA EMPRESA.....	11
3. DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS	12
1. Bogotá, oficina (24 de octubre de 2013 – 5 de diciembre de 2013).....	12
2. Campo Balay (6 de diciembre de 2013 – 22 de diciembre de 2013) ...	13
3. Campo Cravo Viejo (4 de enero de 2014 – 4 de febrero de 2014)	14
4. Campo Leono (18 de febrero de 2014 – 4 de marzo de 2014)	15
5. Campo Tigana (5 de marzo de 2014 – 16 de marzo de 2014)	15
6. Bogotá, oficina (01 de abril de 2014 – 30 de abril de 2014).....	18
4. ESTRUCTURA DEL MANUAL.....	19
5. REGISTRO DE DIVULGACIONES.....	24
6. PROCEDIMIENTOS DESARROLLADOS.....	25
<i>CAPÍTULO 2. CALIBRACIÓN DE TANQUES:</i>	25
<i>CAPÍTULO 3. MEDICIÓN ESTÁTICA</i>	29
<i>CAPÍTULO 4. SISTEMAS PROBADORES</i>	35
<i>CAPÍTULO 5. MEDICIÓN DINÁMICA</i>	42
<i>CAPÍTULO 6. MONTAJES DE MEDICIÓN DINÁMICA</i>	49
<i>CAPÍTULO 7. MEDICIÓN DE TEMPERATURA</i>	53
<i>CAPÍTULO 8. MUESTREO DEL PETRÓLEO</i>	56
<i>CAPÍTULO 9. DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD API</i>	59
<i>CAPÍTULO 10. DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS</i>	61
<i>CAPÍTULO 11. FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA</i>	64
<i>CAPÍTULO 12. CÁLCULO DE CANTIDADES DEL PETRÓLEO</i>	68
<i>CAPÍTULO 13. CONTROLES ESTADÍSTICOS DE MEDICIÓN</i>	75
<i>CAPÍTULO 14. MEDICIÓN DE GAS NATURAL MEDIANTE MEDIDOR DE ORIFICIO</i>	82
<i>CAPÍTULO 15. SISTEMA INTERNACIONAL DE UNIDADES (SI)</i>	90



MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

<i>CAPÍTULO 16. MEDICIÓN MÁSCICA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO CILÍNDRICOS POR MEDICIÓN HIDROSTÁTICA.....</i>	<i>95</i>
<i>CAPÍTULO 17. INSPECCIÓN EN MEDICIÓN MARINA</i>	<i>99</i>
<i>CAPÍTULO 18. MEDICIÓN DE CRUDO DESDE TANQUES PEQUEÑOS POR CAMIÓN.....</i>	<i>105</i>
<i>CAPÍTULO 19. MEDICIÓN DE PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN</i>	<i>110</i>
<i>CAPÍTULO 20. MEDICIÓN EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN</i>	<i>122</i>
<i>CAPÍTULO 21. SISTEMAS DE MEDICIÓN ELECTRÓNICA DE HIDROCARBUROS.....</i>	<i>129</i>
<i>7. CONCLUSIONES</i>	<i>133</i>
<i>8. RECOMENDACIONES.....</i>	<i>135</i>
<i>9. BIBLIOGRAFÍA.....</i>	<i>136</i>

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 Seguimiento a divulgaciones Campo Balay	14
Tabla 2 Seguimiento a divulgaciones Campo Cravo viejo.	16
Tabla 3 Seguimiento a divulgaciones Campo Leono	17
Tabla 4 Seguimiento a divulgaciones Campo Tigana	18
Tabla 5 Diámetro del tanque vs número mínimo de estaciones horizontales. ..	27
Tabla 6 Tolerancias de distancias entre teodolitos	28
Tabla 7 Comparación cinta patrón/cinta trabajo.....	34
Tabla 8 <i>Número mínimo de medidas de temperatura para varias profundidades de hidrocarburo líquido en tanques de almacenamiento.</i>	53
Tabla 9 <i>Especificaciones de termómetros electrónicos portátiles.</i>	54
Tabla 10 Tiempos de inmersión para toma de temperatura en tanques de almacenamiento de crudo.....	55
Tabla 11 Procedimiento para muestras puntuales.....	58
Tabla 12 Muestra de prueba – Tamaño de la muestra basado en el % de agua	64
Tabla 13 <i>Tablas históricas de medición del petróleo</i>	67
Tabla 14 Coeficientes de expansión térmica lineal.	69
Tabla 15 Coeficiente de expansión térmica para el acero (Gc, Ga, GI)	73
Tabla 16 Módulo de elasticidad para contenedores de acero.....	73
Tabla 17 Datos de estadísticos históricos en el caudal de flujo	76
Tabla 18 Factores de conversión de incertidumbre para distribución normal. ..	77
Tabla 19 Ejemplo. Resumen estadístico de series móviles de factores del medidor promedios. (Tomado de API MPMS, chapter 13, section2)	78
Tabla 20 Niveles de control estadísticos.....	80
Tabla 21 Espesor de la platina de orificio y presión diferencial máxima permisible basada en el límite estructural.....	85
Tabla 22 Requerimientos de instalación del medidor de orificio sin acondicionador de flujo	88
Tabla 23 Unidades base del SI.....	90
Tabla 24 Ejemplos de unidades derivadas del SI.	91
Tabla 25 Unidades derivadas del SI con nombres especiales.....	92
Tabla 26 Unidades utilizadas con el SI	93
Tabla 27 Prefijos del SI	93
Tabla 28 Parámetros almacenados en el HTG	97

Tabla 29 Tiempos recomendados de inmersión para termómetros de ensamblaje de cajuela.	106
Tabla 30. Grado de absorción solar (α) para diferentes tipos de superficies de tanques	118
Tabla 31 Típico sistema de ELM.....	129

LISTADO DE FIGURAS

Fig. 1 Divulgación de procedimientos en Campo Leono	17
Fig. 2 a) Cintas b) Plomadas de medición	31
Fig. 3 Diagrama de medición estática	33
Fig. 4 Probador unidireccional tipo esfera.....	37
Fig. 5 Probador unidireccional tipo pistón	38
Fig. 6 Probador bidireccional tipo esfera.....	39
Fig. 7 Probador bidireccional tipo pistón	39
Fig. 8 Probador de volumen pequeño.....	40
Fig. 9 Medidor de desplazamiento positivo	44
Fig. 10 Partes de un medidor de turbina.....	46
Fig. 11 Ejemplo de ensamblaje de acondicionamiento de flujo con elemento enderezador tipo turbina.	47
Fig. 12 Diagrama esquemático del sistema de medición de tipo coriolis	49
Fig. 13 Esquema de ensamblaje típico de una estación de medición con tres medidores de desplazamiento	51
Fig. 14 Esquema de ensamblaje típico de una estación de medición con dos medidores de turbina.	52
Fig. 15 Lectura del hidrómetro para líquidos opacos	60
Fig. 16 Lectura del hidrómetro para líquidos transparentes.....	61
Fig. 17 <i>Factor del medidor individual y promedio móvil.</i>	78
Fig. 18 <i>Incertidumbre del factor del medidor individual en relación con la media móvil.</i>	79
Fig. 19 <i>Incertidumbre del factor del medidor promedio en relación con el factor del medidor promedio.</i>	79
Fig. 20 Carta de control del factor del medidor con límites fijos.....	81
Fig. 21 Símbolos para las dimensiones de la platina de orificio.....	82
Fig. 22 Medidor de orificio.....	83

Fig. 23 Layout del tubo medidor de orificio para entradas soldadas o con bridas.	86
Fig. 24 Diagrama funcional del sistema HTG	96
Fig. 25 Ensamblaje de termómetro de cajuela.....	106
Fig. 26 Lectura del menisco	108
Fig. 27 Ubicación de los puntos de muestreo.	110
Fig. 28 Tanque de techo fijo	111
Fig. 29 Geometría de tanques de techo fijo	118
Fig. 30 Cilindros toma muestras	124
Fig. 31 Ensamblaje de muestreo	125
Fig. 32 Ejemplo de cálculos de incertidumbre del sistema	131



INTRODUCCIÓN

En una industria tan competitiva y de las más importantes en el mundo, como lo es la del petróleo, se deben cumplir con estándares nacionales e internacionales que aseguren el buen funcionamiento de todos los componentes involucrados en el sistema de medición de hidrocarburos. Es tarea del personal involucrado en el área de producción, velar por el correcto uso de herramientas y equipos, de acuerdo a normas ya establecidas las cuales son una guía fundamental en el proceso de calibración, corrección de fallas e instalación de los diferentes equipos utilizados para desarrollar tal fin. El manejo de la producción de hidrocarburos abarca actividades de fiscalización y transferencia de custodia, donde el fluido, petróleo o gas, debe ser medido con mucha precisión y luego trasladado de un área a otra con el fin de ser comercializado.

SETIP INGENIERÍA S.A es una prestigiosa empresa prestadora de servicios en la industria colombiana de hidrocarburos, con más de 10 años de experiencia, se ha consolidado y ganado el prestigio por su buen desempeño en la administración y manejo de campos de producción, así como también transporte y comercialización de crudos.

Una empresa prestadora de servicios debe demostrar al cliente, la destreza con la cual llevará a cabo las tareas encomendadas, es obligación mostrar un eficaz sistema de gestión de calidad. El manual de medición de hidrocarburos de la empresa será parte de este sistema de gestión, el cual regulará todas las actividades realizadas en el área de medición de hidrocarburos.

La normatividad internacional principal que guía y regula todas las diligencias enmarcadas en actividades petroleras es el AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API), del cual se regirá la elaboración del manual de medición y otros entes como las normas ASTM (*American Society of Testing and Materials*) y legislatividad nacional.



MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

ASPECTOS DE LA EMPRESA

SETIP INGENIERÍA S.A., es una compañía que tiene como fin proveer servicios técnicos y profesionales a la industria del petróleo en las áreas de perforación, producción, comercialización y transporte de petróleo y gas.

Las actividades de la empresa incluyen la administración de yacimientos, diseño y análisis de pruebas DST, pruebas de producción, estudio de desarrollo de yacimientos, diagnósticos de producción, reacondicionamiento de pozos, manejo de campos de producción de petróleo y gas, suministro, montaje, mantenimiento y reparación de equipos, motores, bombas y compresores, transporte de crudo y movilización de equipos y materiales, servicios Slick line y Electric line.

Visión

Posicionarse en la industria Petrolera Colombiana y ser reconocida como una de las empresas líderes en prestación de servicios de calidad en operaciones de campo, en la cual el personal a través del mejoramiento continuo tenga un desarrollo profesional y humano, enmarcado en un ambiente de motivación y respeto.

Misión

Satisfacer las necesidades de la Industria Petrolera, ofreciendo servicios de calidad basados en el valor de nuestro recurso humano técnico y profesional, garantizando el aprovechamiento eficiente y creativo de los recursos disponibles con el fin de entregar productos y servicios ajustados a las exigencias de nuestros clientes.

DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS

1. Bogotá, oficina (24 de octubre de 2013 – 5 de diciembre de 2013).

Revisión documentaria: Se realizó una minuciosa revisión bibliográfica de la fiscalización de hidrocarburos, donde se analizó la diferente normatividad nacional e internacional que regula los procedimientos de medición de hidrocarburos, llegando a la conclusión de tener como principal norma referente en la elaboración del manual, las normas API MPMS y ASTM.

Identificación de las operaciones que se realizan en campo: Tras un profundo estudio del caso y en análisis conjunto con ingenieros de la empresa en las oficinas principales, se estableció la estructura que tendrá el manual y se acordó incluir todo lo relacionado con fiscalización estática y dinámica. Aunque la empresa solo maneja la fiscalización estática en sus procedimientos de campo, los capítulos de medición dinámica estarán incluidos con el fin de tenerlos implementados con una visión a futuro en el caso de desarrollar proyectos donde se utilicen estos, y quedará sujeto a diferentes revisiones y si lo amerita cambios para enfocarlo a rutinas específicas.

Revisión de los procedimientos con los que cuenta la empresa: SETIP cuenta con algunos procedimientos de medición estática que son implementados en los campos donde hace presencia, los cuales fueron estandarizados y modificados de acuerdo a lo implementado y dicho en las normas. Cada procedimiento fue destinado al capítulo del manual que abarcará el contenido y acoplado de acuerdo a la estructura ya establecida que tendrá el manual.

Durante esta revisión se encontraron diferencias significativas en cuanto a los parámetros que establece la norma, estos fueron modificados y se incluyeron pautas que hacían falta en los procedimientos. La empresa no contaba con ningún documento referente a fiscalización dinámica, por lo cual hubo la necesidad de estudiar profundamente las normas con el fin de incluirlas en el manual de medición.

Cada procedimiento realizado y posterior capítulo del manual concluido fue analizado parcialmente por ingenieros de producción presentes en Bogotá para sus diferentes correcciones y mejoras.

Desarrollo del manual: Durante las primeras 9 semanas de trabajo, el proyecto se enfocó en la realización de los capítulos del manual. Con horario de lunes a viernes se trabajó en la oficina principal de la empresa en Bogotá. Se tomó este tiempo para lograr un avance significativo en los procedimientos realizados y teniendo casi listo lo referente a fiscalización estática y dinámica se programó las diferentes visitas a campo, con el fin de divulgar la información para recibir observaciones y comentarios por parte de todo el personal operativo de SETIP. En campo se realiza un trabajo continuo en el manual para su terminación y mejoramiento.

Los capítulos divulgados en los diferentes campos son:

- Capítulo 3: Medición estática
- Capítulo 7: Medición de temperatura
- Capítulo 8: Muestreo del petróleo
- Capítulo 9: Determinación de la densidad del petróleo
- Capítulo 10: Determinación de agua y sedimentos
- Capítulo 12: Cálculo de cantidades del petróleo.
- Capítulo 22: Cargue y descargue de carro tanques.

2. Campo Balay (6 de diciembre de 2013 – 22 de diciembre de 2013)

El primer campo en visitar fue el campo *BALAY* ubicado en el municipio de Monterrey en el departamento del Casanare, administrado por la compañía operadora PETROBRAS para ese entonces. Se realizaron exposiciones individuales con cada auxiliar y operador de producción, los procedimientos hechos fueron revisados por el supervisor de producción de SETIP del campo, obteniendo el visto bueno por parte de este. La divulgación se enfoca principalmente en el tema de fiscalización estática, donde se acompaña el proceso de medición con cada auxiliar y operador de producción, se da a conocer el paso a paso exactamente como lo dice la norma.

Se realiza una tabla con los hallazgos encontrados en la parte de medición del campo, los cuales son revisados por los coordinadores del proyecto, con el fin de buscar la solución adecuada y estar listos para cualquier auditoría que se presente.

Tabla 1 Seguimiento a divulgaciones Campo Balay

	Medición estática	Cargue de carrotanques	Medición de temperatura	Determinación del BSW	Determinación de la gravedad API	Muestreo del petróleo	Liquidación de petróleo
Alexander Hernández	x	x					
Oswaldo Mota	x	x	x	x	x	x	
Pedro Cortes	x	x	x	x	x	x	x
Anderson Ballesteros	x	x	x	x	x	x	x
Wilmer Hernández	x						x
Elver Espinoza	x						x
Óscar Álvarez	x	x	x	x	x	x	x
Danilo Gallego	x	x	x	x	x	x	x
Fredy Buitrago	x	x	x	x	x	x	x
Leydi Ballesteros	x	x	x	x	x	x	x
Duarte Moreno	x	x	x	x	x	x	x
Nelson Garzón	x	x	x	x	x	x	x
Éver Arévalo	x	x		x			

3. Campo Cravo Viejo (4 de enero de 2014 – 4 de febrero de 2014)

El segundo campo en visitar es el campo *CRAVO VIEJO* ubicado en el municipio de Orocué en el departamento del Casanare, administrado por la operadora *PACIFIC RUBIALES ENERGY*. Debido a la magnitud tan grande del campo, se requiere hacer las exposiciones de cada capítulo del manual grupalmente en cada cambio de turno, donde operadores y auxiliares llegan a la estación principal para posteriormente dirigirse al resto de estaciones de producción de trabajo. En la estación principal se realiza una divulgación de los procedimientos y cada duda e incertidumbre es debatida entre todos y como función principal del pasante orientarlos de acuerdo a lo que dice el manual de SETIP, el cual se guía de las normas internacionales. Posteriormente en lo que queda de la jornada se visita cada una de las estaciones que tiene el bloque por día, donde se acompaña el proceso de fiscalización con auxiliares y operadores presentes para dar a conocer el correcto procedimiento y corregir errores.

La particularidad de este campo es la presencia de una empresa contratista llamada *INSPECTORATE*, la cual se encarga de supervisar y certificar el proceso de fiscalización y venta de crudo en las dos principales estaciones del campo. En estas dos estaciones cuando se realizó el proceso de divulgación y verificación de los procedimientos de fiscalización de SETIP, se realizó con la presencia de personal de *INSPECTORATE*, con quienes debido a su profesionalismo y experiencia en el tema, se aclararon muchas dudas y se verificó que los procedimientos de SETIP y los que maneja *INSPECTORATE* son los mismos, lo cual era de esperarse ya que al final estos y los de cualquier empresa se rigen de las normas API y ASTM.

Durante el trabajo de divulgación en este campo, se aprovechó la visita que se realizaba en todas las estaciones para realizar la verificación mensual de los

equipos de medición estática, la cual se realizó con equipos patrones suministrados por la empresa operadora y los equipos de trabajo que utiliza SETIP. Los procedimientos de verificación mensual de equipos de medición estarán en el manual de medición de SETIP. Entre otras actividades extras a parte de la elaboración del manual y su divulgación, se encomendaron tareas como la ayuda en el montaje de equipos para realizar pruebas de pozo (well testing) e incluso laborar como auxiliar de producción en algunas estaciones del campo donde hubo falta de personal.

Se realiza una matriz de hallazgos donde se resaltan algunas falencias del proceso de medición con el fin de buscar la mejor solución para optimizar la eficacia del procedimiento y afrontar cualquier auditoría que se presente.

4. Campo Leono (18 de febrero de 2014 – 4 de marzo de 2014)

Se visita el campo *LEONO*, ubicado en el municipio de Trinidad, departamento del Casanare, operado por la compañía CANACOL ENERGY Ltd donde SETIP se encarga de la administración y manejo de la producción.

El trabajo en este campo se ve afectado por la logística de llegada, donde es imposible hacer presencia en cada cambio de turno para realizar las respectivas divulgaciones de forma grupal. Se realiza la divulgación de los procedimientos de forma individual con cada auxiliar de producción en el transcurso del turno de día, igualmente se acompaña el procedimiento de forma práctica y se realiza una serie de evaluaciones escritas con el fin de evaluar el conocimiento aprendido. Dentro de las tareas encomendadas para este campo, fue ayudar en la parte de calidad con el propósito de darle cierre a los hallazgos encontrados por parte de la compañía operadora una auditoría interna realizada en la parte de metrología y medición de hidrocarburos.

5. Campo Tigana (5 de marzo de 2014 – 16 de marzo de 2014)

Desde el 5 de marzo hasta el 16 de marzo de 2014 se realiza trabajo en el campo Tigana, ubicado en el municipio de Villanueva, departamento del Casanare, operado por la compañía GEOPARK, donde SETIP se encontraba administrando la producción y construyendo facilidades para pozos futuros a ser puestos en servicio. Se realizan las divulgaciones de los procedimientos de fiscalización y transferencia de custodia en cada cambio de turno, con operadores, auxiliares y el supervisor de producción. Cada divulgación y tema explicado es luego evaluado mediante examen escrito. En el campo existe un inspector de producción quien se encarga de verificar y autorizar la venta de

crudo, quien de igual manera como sucedió con los inspectores del campo Cravo viejo, se verificó y validó los procedimientos realizados para SETIP.

Tabla 2 Seguimiento a divulgaciones Campo Cravo viejo.

	Medición estática	Cargue de carrotaques	Medición de temperatura	Determinación del BSW	Determinación de la gravedad API	Muestreo del petróleo	Liquidación de petróleo
Arnulfo Padrón López	x	x	x	x	x	x	x
Andrés Pedroza	x	x	x	x	x	x	x
Giovani Hurtado	x		x		x	x	
Daniel Prada	x		x		x		
Edgar Franky	x	x	x		x		
Cristian Bolaños	x	x	x				
Luis Puentes	x	x	x		x		
Alejandro Cifuentes	x	x	x				
Alexander Galindo	x	x	x	x	x	x	x
Andrés Salazar	x	x	x				
Freddy Heredia	x	x	x		x		
Mauricio Perdomo	x	x	x				
Fanor Avendaño	x	x					
Óscar Perez	x						
Oswaldo Motta	x	x	x	x	x	x	x
Fulgencio Pérez	x	x					
Luis Araujo	x	x	x				
Moti Rodríguez	x	x					x
César Hoyos	x	x	x		x		
Rolando Cuellar	x	x	x	x	x	x	x
Héctor A. Perdomo	x	x	x		x		
Héctor Tóvar	x	x	x		x		
Anderson Acuña	x	x	x	x	x	x	
Víctor Pascuas	x	x	x				
Alirio Rincón	x	x					
Diego Alvarado	x	x					
Anderson Romero	x	x					
Duván Giraldo	x	x	x	x	x	x	x
Jaime Cortés		x					x
Osman Suárez		x					
Omar Díaz		x					
Édgar Ávila		x					
Luis Gahona	x	x	x	x	x	x	x
Andrés Bermeo			x		x		x
Wilmer Cortés							
Álvaro Pérez	x	x	x	x	x	x	x
Marlio Calderon			x		x		x
Jose Luis Motta			x		x		
José R Caro			x				
Jhon Aragón			x		x		
Andrés Monje	x	x	x	x	x	x	x
Pedro Villareal	x	x	x	x	x	x	x
Hugo Rubio	x	x	x	x	x	x	x
Nelson Barreiro	x	x	x	x	x	x	
Yesid Barrera	x	x	x	x	x	x	
Exner Bernal	x	x	x	x	x	x	
Wilfredo Zuleta	x	x	x	x	x	x	x
Jhon Ramírez	x	x	x	x	x	x	x
Ricardo Garzón	x						x
Andrés Igua							x
Andrés Barrera	x						



Fig. 1 Divulgación de procedimientos en Campo Leono

Tabla 3 Seguimiento a divulgaciones Campo Leono

	Medición estática	Cargue de carrotanques	Medición de temperatura	Determinación del BSW	Determinación de la gravedad API	Muestreo del petróleo	Liquidación de petróleo
William Díaz	x	x	x	x	x	x	
Danilo López				x	x		
Alfredo Gómez	x		x	x	x	x	
Juan David Silva	x		x	x	x	x	
Gerardo Tabares	x		x		x	x	
Andres Patascoy	x		x		x	x	
James Arcos	x		x	x	x	x	
Luis Puentes	x		x		x	x	
Hector Rodríguez	x		x	x	x	x	
José Moncada	x		x		x	x	
Óscar Pérez	x		x	x	x	x	x
Lenin Zabaleta	x		x		x	x	
Orlando Umaña	x		x			x	
Luis F. López	x	x	x		x	x	
Cristian Tovar	x		x		x	x	

Se realiza una matriz de hallazgos donde se resaltan algunas falencias del proceso de medición con el fin de buscar la mejor solución para optimizar la eficacia del procedimiento y afrontar cualquier auditoría que se presente.

Tabla 4 Seguimiento a divulgaciones Campo Tigana

	Medición estática	Cargue de carrotanques	Medición de temperatura	Determinación del BSW	Determinación de la gravedad API	Muestreo del petróleo	Liquidación de petróleo
Hernán Darío Ramón				x	x		x
Iván Moreno	x	x	x	x	x	x	x
Yair Leguizamón	x	x	x	x	x	x	x
William Duque	x	x	x	x	x	x	x
Diego Alvarado	x	x	x	x	x	x	x
Leidy Jiménez	x	x	x			x	x
Moises Acero	x	x	x			x	x
Fernando García	x	x	x			x	x
Diego Martínez	x	x	x			x	x
Marlio Calderon	x		x	x	x		
Cristian Vega	x		x	x	x		
Marisol Bernal	x		x	x	x		
Orlando Umaña	x	x	x				x

6. Bogotá, oficina (01 de abril de 2014 – 30 de abril de 2014).

Durante la etapa final del proyecto, el trabajo consiste en finalizar el manual de medición, se ultiman algunos temas que faltaban incluir y se pule la elaboración del manual. Una vez terminado el manual, se realiza una minuciosa revisión con el líder de medición de la empresa quien realiza sus respectivas observaciones y comentarios con el fin de efectuar las diferentes modificaciones y ajustes.

Se realiza una verificación de todos los formatos de registro de pruebas de laboratorio y actividades desarrolladas en cuanto a la fiscalización de hidrocarburos, donde se verifica que cumplan con los estándares normativos y se realizan modificaciones en algunos de estos.

Durante esta etapa se elabora los informes de trabajo, los cuales deben ser presentados en la empresa y la universidad. Con el fin de obtener el visto bueno y la aprobación del proyecto de pasantía por parte de gerencia en la empresa.

ESTRUCTURA DEL MANUAL

Capítulo 1. Vocabulario: Establece las definiciones de palabras usadas en todos los capítulos del manual.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 1 “Vocabulary”*

Capítulo 2. Calibración de tanques: Abarca de forma general algunos de los métodos utilizados para calibrar tanques de almacenamiento, el cálculo de los volúmenes contenidos en este, (tablas de aforo del tanque) y los datos que deben estar adjuntos en una tabla de aforo.

Norma requerida: - *API MPMS, chapter 2, “tank calibration”*

Capítulo 3. Medición estática en tanques: Abarca desde los procedimientos de medida manual del nivel de líquido de petróleo en tanque de techo fijo, procedimiento para medida manual de nivel de agua libre, métodos usados para verificar la longitud de las cintas de medición bajo condiciones de campo y pautas para el procedimiento de pintar y marcar tanques de almacenamiento.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 3, section 1A “standard practice for the manual gauging of petroleum and petroleum products”*

Capítulo 4. Sistemas probadores: Se determinan pautas para el diseño, calibración, instalación y operación de los sistemas probadores de medidores de flujo. Específicamente se tratan los temas de probadores de desplazamiento, tanques probadores, probadores de volúmenes pequeños y probadores maestros.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 4 “Proving systems”*

Capítulo 5. Medición dinámica: Cubre la medición dinámica de hidrocarburos líquidos por medio de medidores de flujo y equipos accesorios. Se tratan los medidores de desplazamiento, medidores tipo turbina y medidores de coriolis.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 5 “Metering”*

Capítulo 6. Ensamblajes de medición dinámica: Se determinan las pautas para seleccionar el tipo y tamaño del medidor a ser usados en sistemas de medición en tubería. También se determinarán las pautas para el diseño, instalación, calibración y operación de un sistema LACT (lease automatic

custody transfer), con el fin de realizar tareas de transferencia de custodia y fiscalización de hidrocarburos.

Normas requeridas: *API MPMS, chapter 5 “Metering”* y *API MPMS, chapter 6, section 1 “lease automatic custody transfer”*

Capítulo 7. Determinación de temperatura: Se describen los procedimientos usados para obtener medidas precisas de temperatura en el crudo contenido en tanques de almacenamiento.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 7 “Temperature determination”*

Capítulo 8. Muestreo: Se tratan los procedimientos y equipos a utilizar en la toma de muestras de crudo representativas de forma manual en cualquier punto de muestreo. También se establecen los criterios de recepción, registro y almacenamiento de las muestras para su rápida y segura ubicación en el lugar de almacenamiento asignado y el cumplimiento de los tiempos de retención establecidos para su posterior eliminación. El proceso de homogenización de muestras de crudo de igual manera será tratado.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 8 “Sampling”*

Capítulo 9. Determinación de la densidad: Se describe el procedimiento desarrollado para determinar la gravedad API del crudo, mediante el método de hidrómetro de vidrio.

Normas requeridas: *API MPMS, chapter 9 section 1 “standard test method for density, relative density or API gravity of crude petroleum and liquid petroleum products by hydrometer method”* – *ASTM D 1298-99*.

Capítulo 10. Agua y sedimento: Se determinará el correcto procedimiento a seguir con el fin de determinar el contenido de agua y sedimento a través de los métodos de la centrifuga y titulación potenciométrica Karl Fischer.

Normas requeridas: *API MPMS, chapter 10 section 3 “Standard test method for water and sediment in crude oil by the centrifuge method”* – *ASTM D 4007 02* – *API MPMS, chapter 10 section 7 “Standard test method for water and sediment in crude oils by potentiometric Karl Fisher Titration”* – *ASTM D 4377 00*.

Capítulo 11. Factores de corrección volumétrica: En este capítulo se determina algunos de los métodos utilizados para calcular los factores de corrección volumétrica debido a efectos de presión y temperatura que se

presentan en los hidrocarburos, también se establecen las tablas API a utilizar para la corrección de volúmenes de crudo.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 11.1 “Volume correction factors”*

Capítulo 12. Cálculo de cantidades del petróleo: Se establecen los procedimientos y diagramas de flujo a seguir para el cálculo de volúmenes estándar en el proceso de medición y el correcto uso de los factores de corrección volumétrica tanto en fiscalización estática como fiscalización dinámica.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 12 “Calculation of petroleum quantities”*

Capítulo 13. Aspectos estadísticos de medición y muestreo: El capítulo se realiza con el fin de definir procedimientos estadísticos que permitan el registro y análisis de los cambios en el factor del medidor de los medidores de flujo.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 13 section 2 “Methods of evaluating meter proving data”*

Capítulo 14. Medición de gas natural. Abarcará las pautas operativas de los medidores de platina de orificio.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 14 “Natural gas fluid measurement”*

Capítulo 15. Sistema internacional de unidades: Mediante este capítulo se facilitará la uniformidad de prácticas métricas y nomenclatura dentro de la medición de hidrocarburos en la industria del petróleo.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 15 “Guidelines for the use of the international system of units in the petroleum and allied industries”*

Capítulo 16. Medición de hidrocarburos por masa: Se establecen los lineamientos a seguir en la instalación de sistemas hidrostáticos de medición de tanques (HTG), el cual realiza la medición directa de masa en el tanque de almacenamiento.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 16.2 “Mass measurement of liquid hydrocarbons in vertical cylindrical storage tanks by hydrostatic tank gauging”*

Capítulo 17. Medición marina y fluvial: Se describen las pautas necesarias para el manejo de la medición y transferencia de custodia en buques o barcasas de carga.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 17 “Marine measurement”*

Capítulo 18. Transferencia de custodia (medición de crudo desde tanques pequeños): Abarca el procedimiento para la transferencia de custodia de hidrocarburos recolectados en tanques pequeños (1000 barriles o menos en capacidad) por camión.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 18 section 1 “Custody transfer, measurements procedure for crude oil gathered from small tanks by truck”*

Capítulo 19. Pérdidas por evaporación: El capítulo describe el procedimiento para determinar con certeza las pérdidas no identificables en la estación de producción debido a la evaporación de crudo en los tanques de almacenamiento.

Norma requerida: *API MPMS, chapter 19 section 1 “Evaporative loss from fixed-roof tanks”*

Capítulo 20. Medición en campos de producción: Se determina el procedimiento adecuado para llevar a cabo mediciones en campos de producción, así como también pautas para el diseño y operación de los sistemas de medición de hidrocarburo.

Norma requerida: *API MPMS chapter 20 “Allocation measurement”*

Capítulo 21. Sistemas de medición electrónica: El propósito del capítulo será establecer los parámetros y criterios necesarios que permitan una efectiva utilización de los sistemas de medición electrónica para líquidos.

Norma requerida: *API MPMS Chapter 21 “Flow measurement using electronic metering systems” section 2 “Electronic liquid volume measurement using positive displacement and turbine meters”.*

Donde cada capítulo tiene la siguiente estructura:

1. **Objetivos:** Se explica el propósito que se pretende cumplir con la elaboración del capítulo.
2. **Alcance:** Se establece los temas y actividades que cubre los procedimientos del capítulo.
3. **Documentos de referencia:** Documentos o información de referencia para la elaboración del capítulo.
4. **Definiciones:** Se establecen las palabras claves que el lector podría requerir para un mejor entendimiento del capítulo.
5. **Responsabilidades:** Se referencia las unidades administrativas y/o puestos que intervienen en los procedimientos en cualquiera de sus fases.
6. **Requisitos generales:** En este numeral se encuentra el contenido principal del capítulo y abarca subtemas como recursos humanos, equipo y accesorios utilizados, elementos de protección, medidas de seguridad, medidas de control ambiental, procedimientos, diagramas de flujo entre otros.
7. **Control de cambios:** Descripción de modificaciones hechas a cada documento.



MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

REGISTRO DE DIVULGACIONES

REGISTRO DE ASISTENCIA					HSE-F-02
TIPO DE ACTIVIDAD					Revisión: 02
Charla 8 Minutos <input type="radio"/> Capacitación <input type="radio"/> Entrenamiento <input type="radio"/> <input checked="" type="radio"/> Divulgación <input type="radio"/> Sensibilización <input type="radio"/> Otro <input type="radio"/>					06/09/2013
FECHA: del 12 al 12 de 2013		LUGAR: "Campo Polay"		RESPONSABLE: Juan Fernando Paz L.	
TEMA: "Divulgación manual de medición de hidrocarburos"					
HORA DE INICIO:	HORA FINALIZACIÓN:	DURACIÓN:			
N°	NOMBRE	CÉDULA N°	CARGO	EMPRESA	FIRMA
1	Alexander Henao	11161248	Op. Producción	Setip	<i>[Firma]</i>
2	Juan Diego Gallego	05-018201	operario SENI	Setip	<i>[Firma]</i>
3	Diego Alvarez	11137100	Operario Sena	Setip	<i>[Firma]</i>
4	Diego Gallego	05-141200	operario	Setip	<i>[Firma]</i>
5	Pedro Cortez	11131108	Op. Producción	Setip	<i>[Firma]</i>
6	Pedro Barrientos	11241221	Op. Producción	Setip	<i>[Firma]</i>
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
29					
30					

REGISTRO DE ASISTENCIA					HSE-F-02
TIPO DE ACTIVIDAD					Revisión: 02
Charla 8 Minutos <input type="radio"/> Capacitación <input type="radio"/> Entrenamiento <input type="radio"/> <input checked="" type="radio"/> Divulgación <input type="radio"/> Sensibilización <input type="radio"/> Otro <input type="radio"/>					06/09/2013
FECHA: del 12 al 09 de 2014		LUGAR: Estación Early y CPP		RESPONSABLE: Juan Fernando Paz	
TEMA: "Divulgación manual de medición de hidrocarburos"					
HORA DE INICIO:	HORA FINALIZACIÓN:	DURACIÓN:			
N°	NOMBRE	CÉDULA N°	CARGO	EMPRESA	FIRMA
1	Juan Alvarez	10211248	Operario	Setip	<i>[Firma]</i>
2	Juan Alvarez	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
3	Juan Alvarez	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
4	Juan Alvarez	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
5	Juan Alvarez	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
6	Juan Alvarez	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
7	Juan Alvarez	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
8	Juan Alvarez	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
9	Juan Alvarez	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
10	Juan Alvarez	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
11	Juan Alvarez	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
12	Juan Alvarez	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
13	Juan Alvarez	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
29					
30					

REGISTRO DE ASISTENCIA					HSE-F-02
TIPO DE ACTIVIDAD					Revisión: 02
Charla 8 Minutos <input type="radio"/> Capacitación <input type="radio"/> Entrenamiento <input type="radio"/> <input checked="" type="radio"/> Divulgación <input type="radio"/> Sensibilización <input type="radio"/> Otro <input type="radio"/>					06/09/2013
FECHA: del 25 al 02 de 2014		LUGAR: Campo		RESPONSABLE: Juan Fernando Paz L.	
TEMA: "Divulgación proceso de bombas y manual de medición en el campo de campo"					
HORA DE INICIO:	HORA FINALIZACIÓN:	DURACIÓN:			
6:00 pm	7:00 pm	1 H			
N°	NOMBRE	CÉDULA N°	CARGO	EMPRESA	FIRMA
1	Diego Gomez	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
2	Juan Diego Gallego	05-018201	Operario SENI	Setip	<i>[Firma]</i>
3	Diego Gallego	05-141200	operario	Setip	<i>[Firma]</i>
4	Juan F. Gallego	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
5	Juan F. Gallego	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
6	Juan F. Gallego	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
7	Juan F. Gallego	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
8	Juan F. Gallego	01201212	Op.	Setip	<i>[Firma]</i>
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
29					
30					

REGISTRO DE ASISTENCIA					HSE-F-02
TIPO DE ACTIVIDAD					Revisión: 02
Charla 8 Minutos <input type="radio"/> Capacitación <input type="radio"/> Entrenamiento <input type="radio"/> <input checked="" type="radio"/> Divulgación <input type="radio"/> Sensibilización <input type="radio"/> Otro <input type="radio"/>					06/09/2013
FECHA: del 13 al 03 de 2014		LUGAR: Campo Trigona		RESPONSABLE: Juan Fernando Paz	
TEMA: "Legislación de hidrocarburos (procedimiento manual)"					
HORA DE INICIO:	HORA FINALIZACIÓN:	DURACIÓN:			
N°	NOMBRE	CÉDULA N°	CARGO	EMPRESA	FIRMA
1	Juan Diego Gallego	05-018201	Operario SENI	Setip	<i>[Firma]</i>
2	Juan Diego Gallego	05-018201	Operario SENI	Setip	<i>[Firma]</i>
3	Juan Diego Gallego	05-018201	Operario SENI	Setip	<i>[Firma]</i>
4	Juan Diego Gallego	05-018201	Operario SENI	Setip	<i>[Firma]</i>
5	Juan Diego Gallego	05-018201	Operario SENI	Setip	<i>[Firma]</i>
6	Juan Diego Gallego	05-018201	Operario SENI	Setip	<i>[Firma]</i>
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
29					
30					

PROCEDIMIENTOS DESARROLLADOS

CAPÍTULO 2. CALIBRACIÓN DE TANQUES:

Desarrollo de las tablas de aforo del tanque:

- ✓ Se deben preparar a 60°F y deben tener en cuenta corrección por presión de cabeza de líquido, por deadwood, corrección de la inclinación y si aplica tolerancia de techo flotante.
- ✓ La elaboración de tablas de aforo en tanques cilíndricos verticales deben estar basadas en la altura de líquido máximo no mayor que la altura de la carcasa. El volumen dentro del tanque el cual está por encima del nivel de la carcasa es ignorado en la tabla de aforo.
- ✓ Las capacidades del tanque deben ser expresadas en galones, barriles, metros cúbicos, litros y otros.
- ✓ Se debe considerar la expansión y contracción del acero de la carcasa del tanque debido a columna de líquido, la inclinación desde una posición vertical, los fondos del tanque que tienen figuras irregulares y la altura efectiva interna del tanque.

Datos que deben estar en la tabla de aforo:

- a. Diámetro interno del tanque.
- b. Nombre del producto y gravedad a 60°F (o 15°C).
- c. Tipo del tanque.
- d. Peso muerto del techo flotante.
- e. Si es recalibrado o recalculado.
- f. Altura de medición de referencia, máxima altura de llenado y máxima altura segura.
- g. Descripción y locación del punto de medida de referencia.
- h. Temperatura a la cual la tabla de capacidad del tanque es calculada a 60°F y factores de corrección de temperatura a ser aplicados externamente.
- i. Nombre de la compañía calibradora.
- j. Norma en la cual, se basó la calibración del tanque.

Métodos de calibración de tanques:

- **Calibración de tanques cilíndricos verticales mediante el método de strapping (mtsm).**
- ✓ El tanque debe ser llenado al menos una vez con líquido tan denso como el que se espera contener. La prueba hidrostática debe durar aproximadamente 24 horas.

- ✓ Tanques con capacidad nominal de 500 bbl o menos pueden ser calibrados con este método a cualquier condición de llenado.
- ✓ Tanques con capacidad nominal de más de 500 bbl, deben ser manejados así:
 - a. Tanques atornillados tienen que haber sido llenados al menos una vez y tiene que estar al menos 2/3 llenos en el momento de calibrar.
 - b. Tanques soldados tienen que haber sido llenados al menos una vez. Estos pueden ser calibrados a cualquier condición de llenado.
- ✓ Se debe determinar gravedad API y temperatura del líquido contenido en el tanque.
- ✓ Debe registrarse esquemas y anotaciones de suplemento: juntas verticales y horizontales, número de placas por anillo, locación de anillos, dimensión de ángulos en la parte inferior y superior de la carcasa, locación y tamaño de tuberías y escotillas, locación y elevación de posible placa de referencia, protuberancias en la carcasa de las placas y todos los ítems de interés y valor los cuales serán encontrados.
- ✓ Una sola medida de circunferencia debe ser leída y registrada a 1 mm más cercano.
- ✓ El espesor de las placas debe ser medido por dispositivos de medición ultrasónica como método preferido. Se debe obtener un mínimo de dos medidas por anillo.
- ✓ Deadwood debe ser precisamente considerado, en tamaño y locación, a los 3 mm más cercanos con el fin de permitir tolerancia adecuada para los volúmenes de líquido desplazados y para los efectos de varias elevaciones en el tanque.

Para el proceso de calibración en tanques verticales: medidas circunferenciales, medidas físicas, medición del Deadwood, medición de fondos del tanque, medición de techos flotantes, tanques aislados y desarrollo de la tabla de capacidad del tanque y ejemplos de cálculo, se debe referir a la norma **API MPMS chapter 2.2A “Mesasurement and calibration of upright cylindrical tanks by the manual tank strapping method”**.

- **Calibración de tanques cilíndricos verticales usando el método de línea de referencia óptica (orlm).**
 - ✓ Este método proporciona la medición de un diámetro de referencia en el rumbo del fondo por strapping manual y medición de desviaciones en el diámetro del tanque a una horizontal predeterminada y estaciones verticales mediante el uso de un dispositivo óptico.
 - ✓ Antes de la calibración, el tanque debe haber sido llenado al menos una vez en su localización presente con líquido tan denso como el esperado a contener. Se debe hacer la prueba hidrostática en un periodo de aproximadamente 24 horas.

- ✓ El número de estaciones mínimas debe ser seleccionado de acuerdo a la tabla 5. Estaciones adicionales, más allá del mínimo especificado, pueden ser seleccionadas.

Tabla 5 Diámetro del tanque vs número mínimo de estaciones horizontales.

Diámetro del tanque		Número mínimo de estaciones
Pies (ft)	Metros (m)	
50	15	8
100	30	12
150	50	16
200	70	20
250	85	24
300	100	30
350	120	36

- ✓ La calibración del tanque puede realizarse con cualquier altura de llenura del tanque. No debe haber transferencia o mezcla de líquido durante el proceso. La temperatura, densidad relativa y gravedad API del líquido deben ser registradas.
- ✓ El dispositivo óptico debe ser verificado estando en posición estable. En cualquier estación horizontal, el dispositivo no debe moverse o ser perturbado durante el cambio del carro magnético desde parte inferior hasta la parte superior del anillo.

El procedimiento de calibración óptica está descrito en la norma **API MPMS chapter 2.2B “Calibration of upright cylindrical tanks using the optical reference line method”**

- **Calibración de tanques cilíndricos verticales usando el método de triangulación óptica:**
 - ✓ La circunferencia del tanque es determinada a diferentes niveles mediante referencia a una línea base, la cual puede ser una circunferencia medida por strapping o una línea base entre dos estaciones de un teodolito medida por medio de una cinta o por un método óptico. Las circunferencias externas son corregidas para circunferencias internas verdaderas.
 - ✓ Llenar el tanque a su capacidad de trabajo normal, al menos una vez y permita estabilizar el tanque por un mínimo de 24 horas para calibración.
 - ✓ Si el tanque es calibrado con líquido en su interior, registre la profundidad, temperatura y densidad del líquido en el momento de calibración. Sin embargo si la temperatura de la superficie de la pared difiere por más de 18°F (10°C) entre la parte vacía y la parte llena del tanque, el tanque debe estar completamente lleno o vacío. No haga transferencias de líquido durante la calibración.

- ✓ Poner cada teodolito con cuidado, de acuerdo a los procedimientos e instrucciones dados por el fabricante.
- ✓ La distancia entre dos estaciones de teodolitos tomada antes y después de las lecturas ópticas no deben ser mayor a las tolerancias dadas en la tabla 6.

Tabla 6 Tolerancias de distancias entre teodolitos

Distancia	Tolerancia	Distancia	Tolerancias
Metros	Milímetros	Pies	Pulgadas
Hasta 25	8	Hasta 82	3/32
Por encima de 25 y hasta 50	4	Por encima de 82 y hasta 164	3/16
Por encima de 50 y hasta 100	6	Por encima de 164 y hasta 328	9/32

Las siguientes correcciones deben aplicarse en el cálculo de la tabla de capacidad del tanque:

- a. Pintura y espesor de la placa.
- b. Costuras verticales, si es soldado por etapas.
- c. Efecto de la columna hidrostática durante la calibración.
- d. Efecto de la columna hidrostática durante el servicio.
- e. Expansión o contracción de la pared del tanque debido a efectos de temperatura.
- f. Inclinación del tanque.
- g. Masa aparente en el aire de cubierta o techo flotante.
- h. Deadwood.

Los procedimientos para mediciones ópticas de la pared interna del tanque, procedimientos de medición externa, tolerancias, cálculos y desarrollo de tablas de capacidad del tanque y otras mediciones en calibración de tanques se encuentran en la norma **API MPMS chapter 2.2C “Calibration of upright cylindrical tanks using the optical-triangulation method”**

- **Calibración de tanques cilíndricos horizontales (métodos manuales):**
 - ✓ El tanque debe llenarse a su capacidad normal de trabajo y presión de trabajo al menos una vez y se debe dejar en reposo durante al menos 24 horas antes de vaciar y prepara el tanque para calibración.
 - ✓ Las siguientes variables deben considerarse para la elaboración de la tabla de aforo del tanque: Inclinación/pendiente, Deadwood, temperatura, presión, columna de líquido y posición del punto de medición.
 - ✓ Las medidas externas pueden ser ejecutadas con cualquier profundidad del líquido y presión del líquido en el tanque. La profundidad,

temperatura, densidad y presión del líquido en el momento de la calibración deben ser registradas.

- ✓ Para los procedimientos de medición, una cinta circunferencial de longitud suficiente para cercar completamente el tanque debe ser usado y se deben tomar medidas de la circunferencia total.
- ✓ Las mediciones deben ser leídas a 1mm mas cercano y deben ser consideradas satisfactorias si dos lecturas consecutivas están dentro de $\pm 0.03\%$ de la circunferencia o 3 mm. El promedio de estas dos lecturas debe ser tomado como la circunferencia. Si medidas consecutivas no satisfacen esto, la razón de la incertidumbre debe ser determinada y el procedimiento de calibración debe ser repetido.
- ✓ Para el proceso de medición interno, una barra telescópica de longitud suficiente para medir completamente el diámetro interno del tanque debe ser usado. El método interno se aplica en tanques con menos de 4 metros de diámetro. En todos los casos, la barra telescópica debe aplicarse al tanque en las locaciones prescritas, a cuatro posiciones, igualmente divididas alrededor de la circunferencia. El promedio de estas cuatro mediciones debe ser registrado.
- ✓ Las mediciones deben ser leídas a 1mm mas cercano y deben ser satisfactorias si ellas están dentro de $\pm 0.05\%$ del diámetro o ± 1 mm.
- ✓ Los tanques deben ser recalibrados siempre que el tanque llegue a estar físicamente deformado. Similarmente si equipo nuevo afecta el volumen de deadwood, o este es removido, la calibración de la tabla del tanque debe ser recalculada.

El proceso de calibración se encuentra descrito en la norma **API MPMS chapter 2.2E “Calibration of horizontal cylindrical tanks”**

CAPÍTULO 3. MEDICIÓN ESTÁTICA

Accesorios utilizados:

- Linterna antiexplosiva (uso de noche).
- Crema reveladora de agua.
- Solvente para limpiar cinta (varsol, keroseno, acpm).
- Trapos para aseo de cinta y áreas de trabajo.
- Balde.
- Cintas de Medición graduadas (ver figura 1) que conforman las siguientes especificaciones son requeridas para los procesos de medición directa e indirecta:
 - a. Material: Acero (o material resistente a la corrosión si la cinta se usa para medir el contenido de tanques que contienen líquidos corrosivos). El material de la cinta deberá tener un coeficiente de expansión térmica similar al del material del tanque.

- b. Longitud: La cinta debe ser lo suficientemente larga para la altura del tanque que va a ser medido.
- c. Punta: Ajustada con un resorte de agarre u otro dispositivo de bloqueo para que la plomada pueda ser sujeta.
- d. Escala:
 - Cinta directa: Graduada en pies, pulgadas y fracciones de una pulgada, pies y centésimas de pie; o metros centímetros y milímetros. La punta de la plomada es el punto cero de la escala.
 - Cinta indirecta: Graduado en pies, pulgadas y fracciones de pulgada; pies y centésimas de pie; o metros, centímetros y milímetros. El punto cero de la escala es el punto de contacto entre el gancho de agarre de la cinta y el ojo de la plomada.

- Plomadas y barras de medición:

- a. Material: Resistente a la corrosión y de un material que no produzca chispa.
- b. Longitud: Plomadas o barras, de 15 cm (6 pulgadas), 30 cm (12 pulgadas), o 45 centímetros (18 pulgadas).
- c. Peso: Mínimo 20 onzas, máximo 2 3/8 libras.
- d. Punta: Las plomadas de medición directa tienen una punta cónica lo suficientemente dura para prevenir daño por contacto con otro metal.
- e. Escala:

Plomadas y barras de medida directa: Graduadas sobre un lado en pulgadas con subdivisiones de al menos 1/8 de pulgada; décimas de pie con subdivisiones de al menos una centésima de pie; o centímetros con al menos subdivisiones de dos milímetros y con el punto cero de la escala en la punta de la plomada.

Plomadas de medición indirecta: Graduadas en un lado en pulgadas con subdivisiones de al menos 1/8 de pulgada, o centímetros con subdivisiones de al menos una centésima de pie; o centímetros con al menos subdivisiones de dos milímetros y con el punto cero de la escala en la punta de la plomada.

- Pasta indicadora de agua: Las pasta para medida de agua son usadas con las plomadas de medida y las cintas para indicar la interface entre el petróleo y el agua libre. La pasta no deberá reaccionar con el petróleo, pero deberá cambiar de color al contacto con el agua libre.

Lectura y reporte de medidas:

La medida reportada estará determinada por las lecturas de medidas consecutivas de la siguiente forma: La medición manual requerirá tres lecturas consecutivas, dentro de un rango de 3mm (1/8 pulg). Si dos de

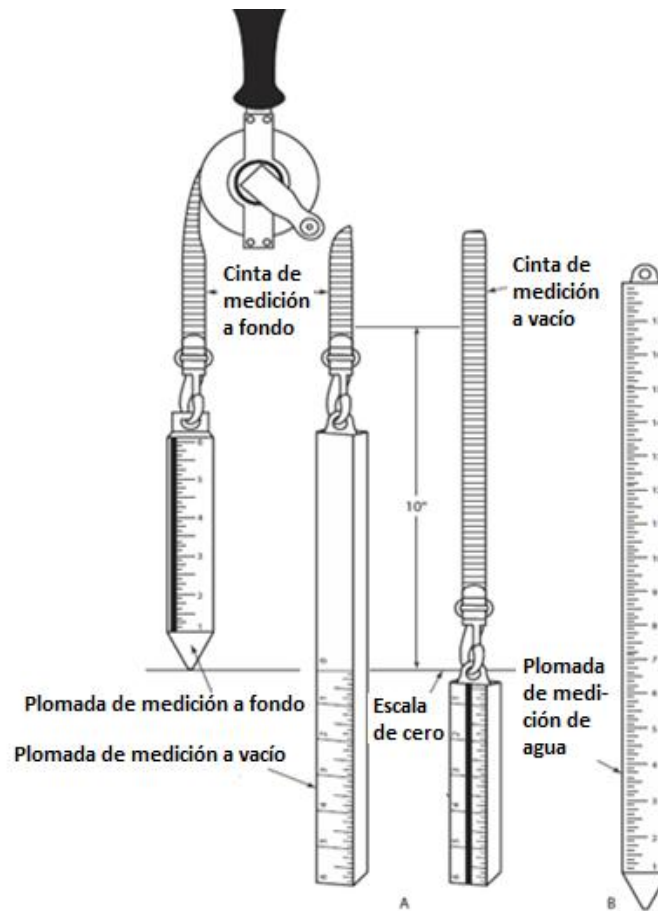


Fig. 2 a) Cintas b) Plomadas de medición

las tres lecturas consecutivas son idénticas, esta lectura deberá reportarse con aproximación de 1 mm si se usan cintas métricas, o con 1/8 de pulgada si se usan las cintas con unidades en sistema inglés. La persona que mide si usa las tres lecturas, deberá promediarlas y este promedio reportado con una aproximación de 1 mm (cintas métricas) o 1/8 pulg. (Cintas con unidades inglesas). En tanques de crudo con capacidad nominal menor a 1000 bbl, se acepta el margen de discrepancia de 5mm.

Procedimiento de medición a fondo (directa):

- a. Asegurar el aterrizaje de la cinta atándola a la estructura del tanque mediante el cable de conexión a tierra.
- b. Aplicar crema reveladora en la plomada y/o cinta.
- c. Abrir la escotilla de medición y esperar unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.

- d. Lentamente bajar la plomada y la cinta dentro del tanque hasta que la plomada esté a una distancia corta del fondo del tanque determinado por la longitud de la cinta desenrollada en comparación con la altura de referencia del tanque.
- e. Con la cinta adyacente al punto de referencia bajar lentamente la cinta hasta que la punta de la plomada toque justamente el plato de referencia (o el fondo del tanque si no existe plato de referencia). (Ver figura 3).
- f. Realizar la lectura de la cinta en el punto de referencia por lo menos dos veces y anotar cualquier variación de la altura de referencia del tanque. La comparación de la lectura del punto de referencia con la cinta a la altura de referencia del tanque es una indicación de que la plomada de medición, está suspendida en una posición vertical mientras está en contacto con el plato de referencia o el fondo del tanque. Si la cinta se baja demasiado rápido, se causará inclinación de la plomada, o si la cinta descansa en un material extraño en el fondo del tanque, se obtendrá una medida inexacta.
- g. Retirar la cinta del tanque hasta que el corte de líquido sea observado.
- h. Leer la medida de la cinta en el corte de líquido y anotar esta lectura como la medida directa.

Procedimiento de medición a vacío (indirecta):

La medición a vacío es segura para determinar volumen en tanques solamente si la altura de medida de referencia es la misma que la altura de medida observada en el momento de medición del tanque. Para mediciones a vacío, se procede de la siguiente manera:

- a. Asegurar el aterrizaje de la cinta atándola a la estructura del tanque mediante el cable de conexión a tierra.
- b. Abrir la escotilla de medición y esperar unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.
- c. Suavemente bajar la plomada y la cinta dentro del tanque hasta que la plomada toque la superficie del líquido, (ver figura 3).
- d. Después que la plomada ha parado de balancear, baje la cinta suavemente hasta que una pequeña porción de la plomada esté en el líquido y cuando un centímetro, pulgada o pie de graduación de la cinta esté en el punto de referencia.
- e. Registre la lectura de la cinta en el punto de referencia.
- f. Retire la cinta desde el tanque y lea la escala de la plomada en el corte del líquido y registre la lectura. El procedimiento de retiro de la cinta debe ser hecho con cuidado para asegurar que la cinta y la plomada no entren otra vez en el líquido y consecuentemente conseguir una falsa lectura.

La altura del líquido se calcula así:

Alt líquido = Alt referencia – Lect de la cinta – Punto de corte de la plomada

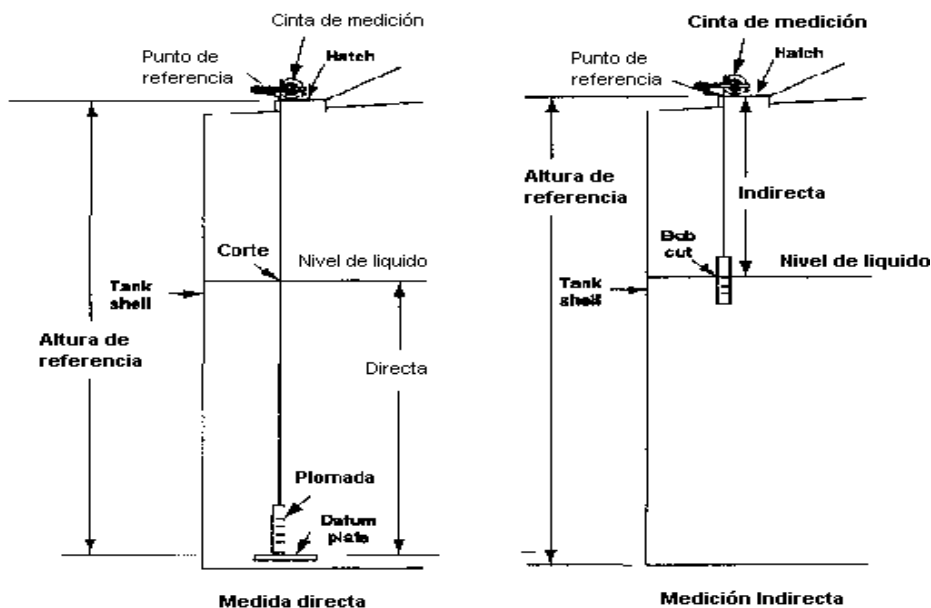


Fig. 3 Diagrama de medición estática

Procedimiento de medición de agua libre:

Se recomienda el método de fondo para determinar el agua libre. Se recomienda el uso de una barra de medida de agua de 30 cm o de 45 cm. Si estos elementos no se encuentran disponibles, entonces puede utilizarse una plomada de 15 cm (6 pulgadas), teniendo cuidado en el momento de lectura si el corte queda en la zona sin escala de medición entre la plomada y la cinta.

Se deben tener en cuenta las siguientes características para las pastas reveladoras:

- Claridad en el cambio de color.
 - Capacidad de quitar el aceite en la cual se usa la pasta.
 - Larga duración.
 - Fácil aplicación a la plomada y habilidad de adherirse a la misma.
 - Debe ser lo suficientemente densa para que no sea retirada durante el paso a través del aceite.
 - Igual efectividad en aguas levemente alcalinas, saladas, frescas o ácidas.
- a. Aplicar la pasta indicadora de agua en la cinta antes de efectuar la primera lectura de nivel de crudo y posteriormente tomar la lectura de corte de agua.

- b. Con el mismo procedimiento efectuado en el procedimiento de medición a fono en los numerales **a** hasta **g**, continuar para la determinación del agua libre.
- c. Recoger la cinta y registrar el corte sobre la plomada, si la altura de agua excede la altura de la plomada, el agua libre puede ser medida aplicando en la cinta una capa de pasta indicadora.

Verificación de cintas de medición con una cinta patrón:

Todas las cintas de trabajo se les deben realizar una verificación de su estado antes de cada uso, con el fin de determinar que la numeración en la cinta y la plomada sea legible y esté libre de anillos, curvaturas o empalmes, dejando registro del estado en el que se encontró la cinta. . La frecuencia de verificación de las cintas de trabajo con las cintas patrón se realiza mensualmente y la cinta patrón se debe realizar anualmente.

- *Procedimiento de comparación vertical de una cinta:*

Antes de seguir el procedimiento de verificación, se debe inspeccionar el estado del cuerpo de la cinta en cuanto a la escala que no esté borrado o mal escrito, que no tenga partiduras, dobleces o reparaciones y la plomada debe tener en perfectas condiciones la escala y la punta no debe estar gastada.

- i. Suspender ambas cintas del lado de un tanque muy cerca de la escalera del mismo para hacer comparaciones a lo largo de las cintas u otro sitio donde las cintas puedan colocarse por lado y lado y que haya la facilidad de escalera. El sitio seleccionado debe estar libre del viento ya que podría variar las mediciones.
- ii. Sujetar los extremos más lejanos de ambos lados de las cintas, una persona en la parte superior y otra sujetando las plomadas sin aplicar tensión, sobre el piso si es liso o sobre una lámina lisa, asegurándose que las cintas estén separadas entre 1 y 3 cm. La tensión es suministrada por las plomadas. Se verifica la longitud total más tres puntos adicionales a lo largo de ellas, por una tercera persona que sea responsable de la verificación.
- iii. Las cintas usadas para transferencia bajo custodia deben ser chequeadas dentro de los siguientes límites:

Tabla 7 Comparación cinta patrón/cinta trabajo

LONGITUD DE LA CINTA	EXACTITUD			
	Milímetros	Pulgadas	Pies	Porcentaje
8 Metros – 25 Pies	0.8	1/32	0.0025	0.01%
15 Metros – 50 Pies	1.5	1/16	0.005	0.01%
20 Metros – 66 Pies	2.0	5/64	0.0066	0.01%
23 Metros – 75 Pies	2.3	3/32	0.0075	0.01%
30 Metros – 100 Pies	3.0	1/8	0.01	0.01%

- iv. Centre la lámina de la escuadra en la graduación de la cinta patrón (A) y registre donde intercepta sobre la escala milimétrica.
- v. Centre la cuchilla de la escuadra sobre la escala de la cinta de trabajo (B) y registre donde intercepta en la escala milimétrica. Solo una prueba se necesita en este método.
- vi. Calcule y registre B-A para cada prueba. Entonces registre el rango R de valores (él más alto al más bajo).
- vii. Calcule la longitud real de la cinta de trabajo en el punto de prueba usando la siguiente ecuación:

$$L = S + \left(\frac{K}{3} \right) * (\text{Sumatoria } B - \text{Sumatoria } A) \quad (1)$$

Donde:

L: Longitud real de la cinta de trabajo en el punto de prueba.

S: Longitud certificada de la Cinta Patrón en el punto de prueba.

K: Factor de conversión, Unidades de la Cinta/ unidades de la escala, $K = 1$

Sumatoria de A: Suma de las lecturas de la escala para la cinta Patrón.

Sumatoria de B: Suma de las lecturas de la escala para la cinta de trabajo.

CAPÍTULO 4. SISTEMAS PROBADORES

Factor del medidor y calibración del medidor:

- ✓ El propósito de la calibración de un medidor a través de su sistema probador es determinar el factor del medidor. El factor del medidor es obtenido por dividir el volumen del probador por el volumen indicado del medidor, ambos corregidos a condiciones estándar.
- ✓ El propósito del factor del medidor es corregir un volumen indicado por el medidor. Obtener el factor del medidor es un paso esencial en el cálculo del volumen neto estándar de un receptor de distribuidor de líquidos hidrocarburos.
- ✓ Debido a que todos los cálculos involucran una o más correcciones, y debido al cálculo de numerosos factores de corrección, esto pueden llevar a pequeñas diferencias si los cálculos no son hechos en forma estandarizada.

Objetivos de un probador:

- ✓ Los probadores tienen dos objetivos generales dependiendo del tipo de servicio:

- a) Un medidor es calibrado para determinar el factor del medidor. El factor del medidor es aplicado a volúmenes indicados para determinar el volumen estándar bruto que es distribuido a través de un medidor. Esta es una práctica común en oleoductos, tuberías y operaciones de producción. Los resultados del probador pueden ser usados para evaluar el desarrollo o condición del medidor y/o probador.
- b) Un medidor es probado o calibrado para ajustar sus registros, si es necesario, para obtener el factor del medidor tan cercano a la unidad (1,0) como práctica. El volumen indicado por el medidor será el volumen de líquido actualmente distribuido (volumen bruto) dentro de las tolerancias permitidas.

Precisión:

- ✓ La precisión de cualquier factor del medidor calculado está limitado por al menos las siguientes consideraciones:
 - a) Incertidumbre en la calibración del probador.
 - b) Incertidumbres procedimentales en el probador.
 - c) Operación del equipo.
 - d) Errores que surgen a partir de la observación.
 - e) Errores que están implícitos en el cálculo usado para corregir una medida a condiciones estándar.

PROBADORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO:

- ✓ Todos los tipos de sistemas de probadores de desplazamiento operan sobre el principio del desplazamiento repetido de un volumen conocido de líquido desde una sección calibrada de tubería entre dos detectores. El desplazamiento del volumen de líquido es logrado por una esfera dimensionada o un pistón viajero a través de la tubería. Un correspondiente volumen de líquido es simultáneamente medido por un medidor instalado en serie con el probador.
- ✓ Un medidor que está siendo probado sobre flujo continuo, tiene que ser conectado en el momento de prueba por un contador de prueba. El contador se inicia y se detiene cuando el dispositivo de desplazamiento actúa en los dos detectores al final de la sección calibrada.
- ✓ Los dos tipos de probadores de desplazamiento de flujo continuo son unidireccionales y bidireccionales. El probador unidireccional permite al desplazador viajar en una sola dirección a través de la sección y tiene un arreglo para retornar el desplazador a su posición de origen. El probador bidireccional permite al desplazador viajar primero en una dirección y luego en la otra mediante el flujo en reversa a través del probador.
- ✓ Tanto probadores unidireccionales como bidireccionales tienen que ser construidos para que todo el flujo del medidor siendo probado pase a

través del probador. Los probadores de desplazamiento pueden ser operados manualmente o automáticamente.

1. Probadores unidireccionales tipo esfera:

Probadores de esfera unidireccionales se configuran de tal forma que el desplazador regresa a su punto inicial usando un manejo de intercambio de esfera. (ver figura 4.). El soporte del separador es el medio por el cual la velocidad del desplazador es reducida a cero para permitirle a este entrar en el intercambiador. Estos probadores usan típicamente switches detectores electromecánicos. El diseño del probador usualmente permite la acumulación de 10000 pulsos medidos por viaje del desplazador. No obstante, el diseño que acumule menos de 10000 pulsos por viaje puede ser usado en el medidor proporcionado con interpolación de pulsos.

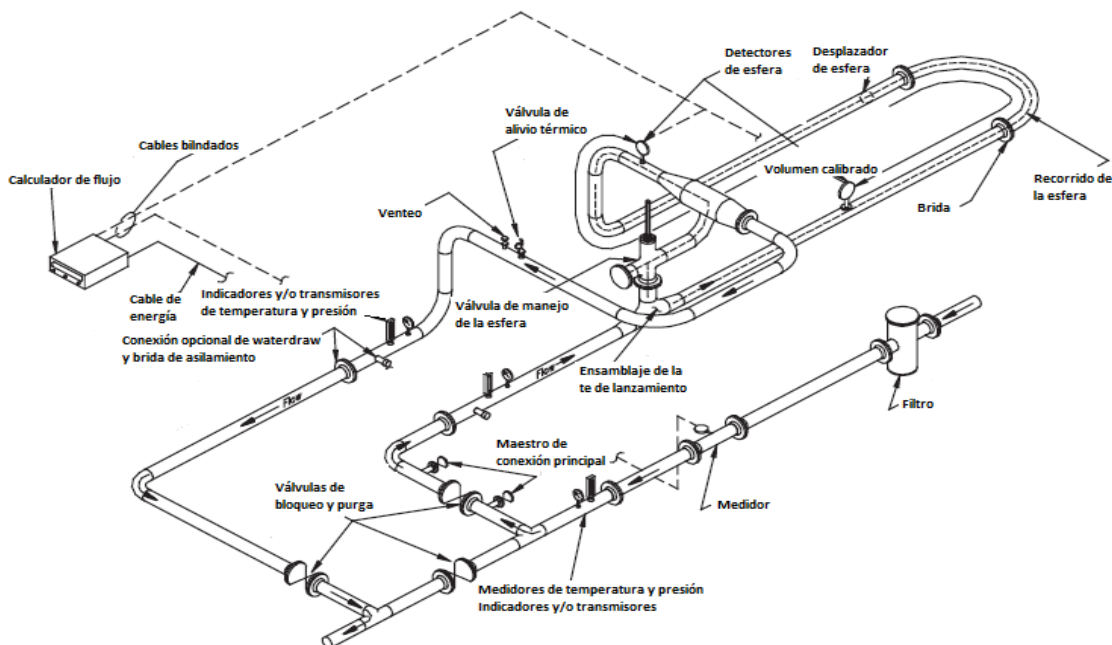


Fig. 4 Probador unidireccional tipo esfera

2. Probadores unidireccionales tipo pistón:

Estos probadores generan menos de 10000 pulsos medidos por viaje, por ende requiere de interpolación de pulsos. Switches detectores ópticos usados con estos probadores son externamente montados desde el medio de flujo y son capaces de indicar la posición del desplazador con un alto grado de precisión. Como resultado de esta precisión es posible tener una muy corta distancia entre switches detectores. El volumen base calibrado de este probador es normalmente mucho más pequeño que el probador unidireccional de esfera y los probadores bidireccionales, típicamente teniendo un volumen base calibrado

máximo de 200 galones. Este probador permite flujo en una sola dirección y reintegra el probador sin interrumpir el flujo mediante un diseño de válvula de bypass interno o externo que le permite pasar al fluido a través del dispositivo durante modo de no prueba o retirada.

La operación normal de estos desplazadores empieza con el desplazador en el punto de inicio, cuando la válvula de bypass está cerrada, el desplazador es lanzado y pasa a través de la sección calibrada. Una vez el desplazador pasa la sección calibrada, la válvula de bypass se abre y el desplazador es llevado a su punto original.

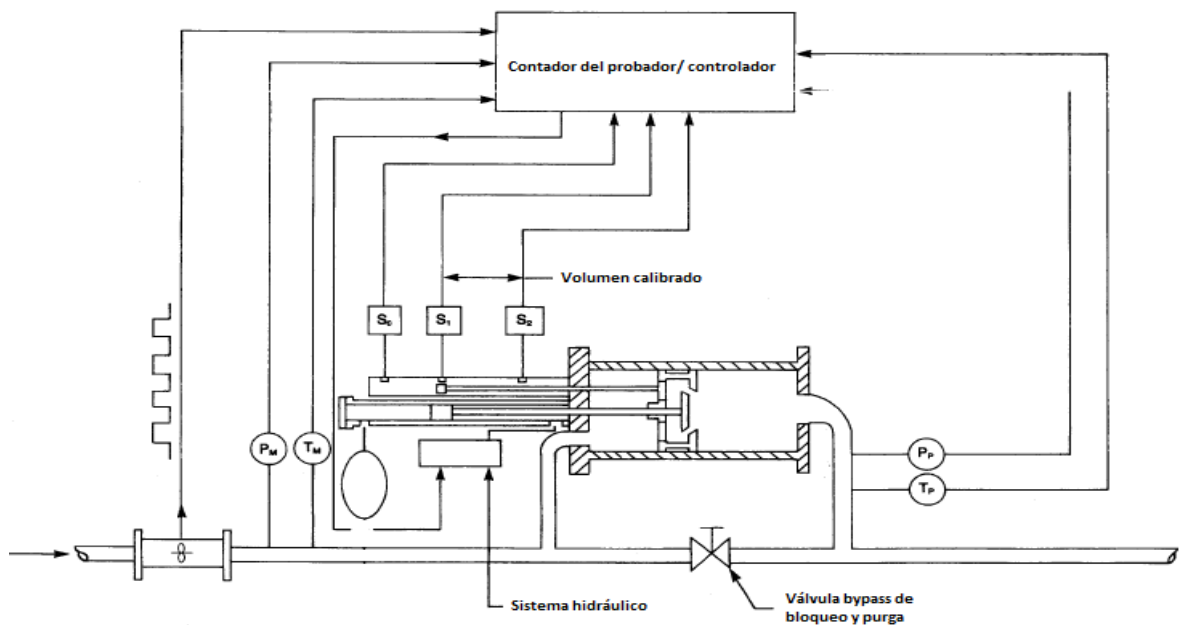


Fig. 5 Probador unidireccional tipo pistón

3. Probadores bidireccionales tipo esfera:

Tienen una longitud de tubería a través de la cual el desplazador retorna el viaje, actuando como un detector a cada fin de la sección calibrada. El cuerpo principal del probador es frecuentemente una pieza recta de tubería, pero esta puede estar plegada para encajar un espacio limitado o hacerla mas fácilmente movable. Estos detectores usan típicamente switches detectores mecánicos.

4. Probadores bidireccionales tipo pistón:

Tienen una longitud recta de tubería a través de la cual el desplazador viaja ida y vuelta, actuando como un detector a cada fin de la sección calibrada. Tubería adecuada suplementaria y válvulas de reingreso de 4 vías o ensamblaje de

válvulas operadas manuales o automáticas hacen posible el reingreso del flujo al probador.

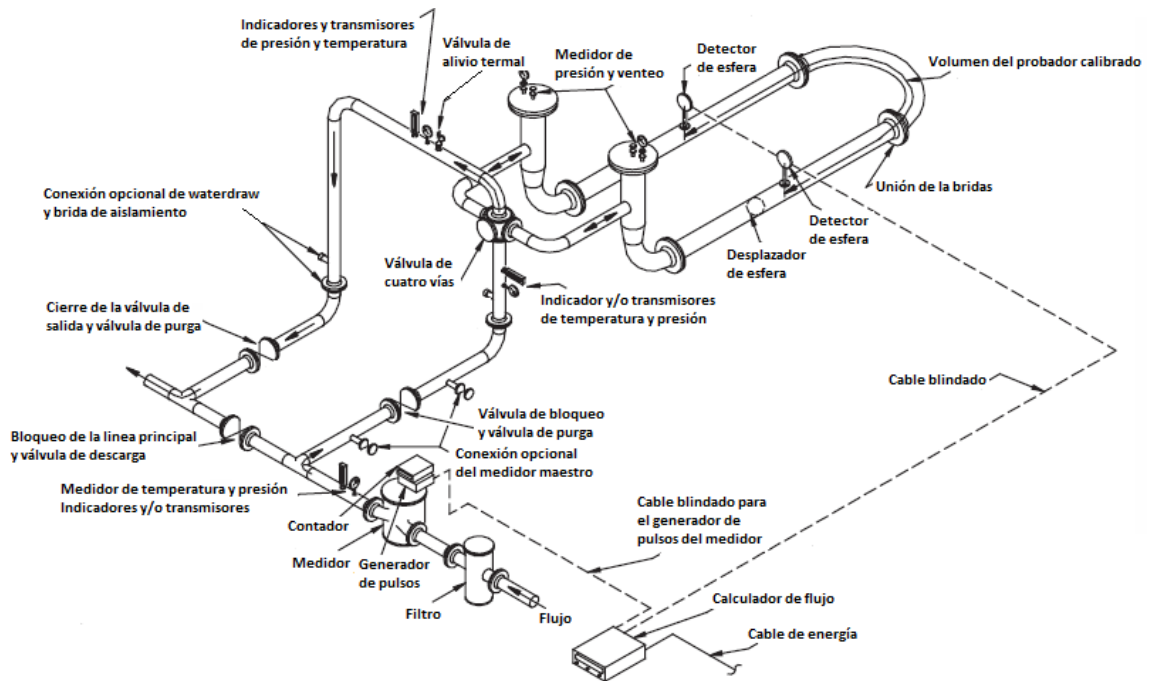


Fig. 6 Probador bidireccional tipo esfera

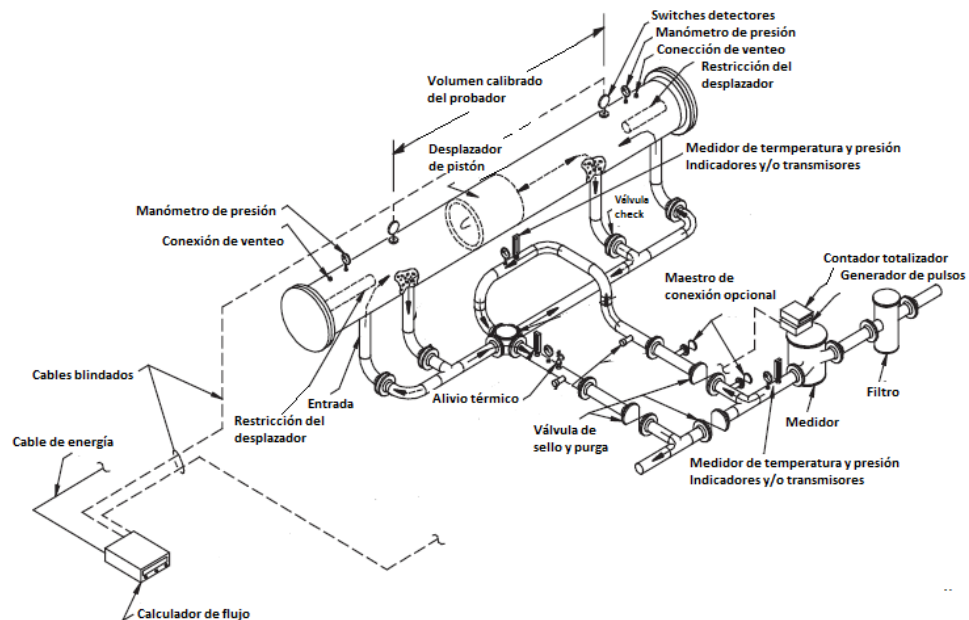


Fig. 7 Probador bidireccional tipo pistón

PROBADORES DE VOLUMEN PEQUEÑO.

Son disponibles en diferentes configuraciones que trabajan con un continuo y uniforme caudal de flujo. Todos los tipos operan sobre el principio común del desplazamiento repetido de un volumen conocido de líquido en la sección calibrada de tubería. Los dos tipos de probadores de volúmenes pequeños de flujo continuo son unidireccionales y bidireccionales.

Operación de probadores de volumen pequeño:

- ✓ Todas las válvulas asociadas con el sistema probador tienen que incluir un método para detectar fugas y tienen que estar libre de fugas.
- ✓ El sistema probador debe incluir por lo menos un indicador de temperatura en la línea de flujo adyacente al medidor y al menos un indicador adyacente al probador.
- ✓ Indicadores de presión deben ser instalados en ubicaciones apropiadas para medir presión en el medidor y probador.
- ✓ Se debe proporcionar venteo en el medidor de volumen pequeño y en otras ubicaciones apropiadas para asegurar que no halla aire o gas atrapado en el sistema de flujo antes de la prueba.

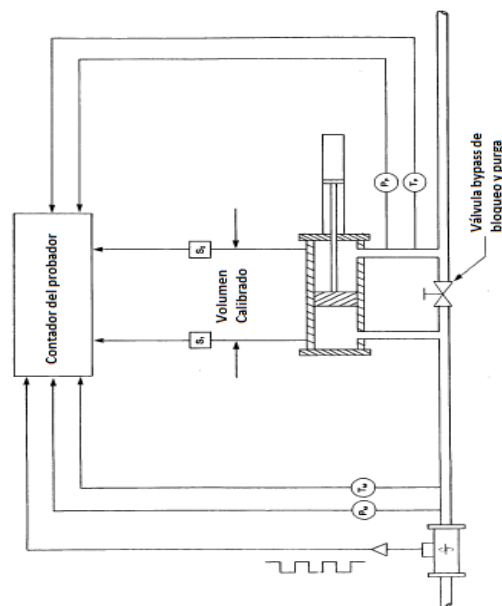


Fig. 8 Probador de volumen pequeño

- ✓ Se debe establecer flujo estable en el sistema para asegurar temperatura y presión estable antes de la prueba.

- ✓ La necesidad de mantener contrapresión sobre el medidor o sistema probador depende de varios factores, tales como velocidad del fluido, presión de vapor del fluido y temperatura y presión de operación.
- ✓ Los pulsos arrojados por el medidor deben ser examinados para asegurar la integridad de pulsos. Pruebas de registros mecánicos o eléctricos deben conducirse antes de la prueba.
- ✓ Los sellos de los desplazadores de probadores de volumen pequeño deben estar examinados para integridad del sello de acuerdo al procedimiento recomendado por el fabricante.
- ✓ Probadores de volumen pequeño automatizados que incorporan microprocesador computarizado de control de secuencia, interpolación de pulsos, adquisición de datos y reducción de datos deben ser probados para operación funcional antes que la prueba de medición se llevada a cabo. Tales sistemas deben tener características de auto test para verificar la operación del software y hardware del computador.

PROBADORES “MEDIDORES MAESTROS”

- ✓ Un medidor maestro es seleccionado, mantenido y operado para servir como dispositivo de referencia para la prueba de otro medidor. Una comparación de la medición del medidor maestro es la base del método de probar un medidor.
- ✓ Una operación de calibración es considerada una prueba directa cuando un medidor es probado contra un probador de tubería o tanque probador. Una prueba se considera indirecta cuando un medidor es probado contra un medidor maestro que ya ha sido probado por el método directo.
- ✓ Un medidor de flujo con buena linealidad y repetibilidad es seleccionado para servir como una norma de transferencia entre el medidor probado y el medidor maestro. Estos están usualmente en diferente ubicaciones. (No obstante algunas veces, el medidor maestro y el medidor probado están en la misma locación y pueden ser alineados en serie con el medidor a ser probado)

Se requieren dos condiciones para el funcionamiento de medidores maestros.

1. El medidor maestro tiene que ser calibrado usando un probador maestro que halla sido calibrado por el método de water-draw.
 2. Después de haberlo calibrado, este medidor maestro con su factor del medidor es luego usado para determinar un nuevo factor del medidor para medidor tabajado.
- ✓ Los medidores maestros tienen la incertidumbre mas alta de todos los sisemas probadores.

Factor del medidor y calibración del medidor:

Un medidor en servicio debe ser periódicamente calibrado, para confirmar su precisión. El factor del medidor previamente determinado puede ser ya no aplicable debido a cambios en las características del fluido, condiciones operacionales y desgaste en el medidor. Las razones específicas para calibrar medidores son:

- a. El medidor ha sido abierto para inspección o reparación.
- b. El calibrador del medidor ha sido cambiado o requiere cambios.
- c. Cualquiera de los accesorios del medidor ha sido cambiado, reparado o removido.
- d. Cambios en condiciones operacionales han ocurrido, tales como gravedad API, densidad relativa, viscosidad, temperatura, presión o caudal de flujo.
- e. Existen requerimientos contractuales, tales como frecuencia de mantenimiento de los medidores basados sobre el volumen total o tiempo transcurrido.

CAPÍTULO 5. MEDICIÓN DINÁMICA

Consideraciones para el diseño de instalaciones de medición:

- ✓ La instalación debe ser capaz de satisfacer las características de desarrollo requeridas para la aplicación entre los caudales de flujos máximos y mínimos, a la presión de operación máxima y por encima del rango de temperatura y los tipos de líquidos a ser medidos.
- ✓ La instalación debe proporcionar una máxima y confiable vida de operación. Coladores, filtros, eliminadores de vapores u otros dispositivos protectores pueden ser proporcionados aguas arriba del medidor para remover gases o sólidos que pueden causar daño al medidor, gasto prematuro o errores de medición.
- ✓ La instalación debe mantener adecuada presión sobre el líquido a todas las temperaturas para asegurar que el fluido medido esté en estado líquido todo el tiempo.
- ✓ La instalación debe asegurar, donde sea necesario, condiciones apropiadas de flujo tanto aguas arriba como aguas abajo del medidor o medidores.

Instrucciones para la operación de sistemas de medición:

Procedimientos tanto para operar sistemas de medición y para calcular cantidades medidas, deben ser suministrados al personal en las estaciones de

medición. La siguiente es una lista de pautas que se deben incluir según los capítulos del API MPMS que pueden ser usados como referencia en el desarrollo de las operaciones:

- a. Un procedimiento estándar para probar los medidores.
- b. Instrucciones para operar medidores en standby o medidores de repuesto.
- c. Caudales de flujos máximos y mínimos y otra información de operación, tales como presión y temperatura.
- d. Instrucciones para aplicar factores de corrección por presión y temperatura (API MPMS, chapter 12.2).
- e. Procedimiento para registrar y reportar cantidades medidas corregidas y otros datos observados.
- f. Procedimiento para estimar la cantidad que viaja, en caso de falla en el medidor.
- g. Instrucciones del uso de cartas de control y la acción a tomarse cuando el factor del medidor excede los límites aceptables establecidos. (API MPMS chapter 13).
- h. Instrucciones con respecto a quien debe presenciar las reparaciones y pruebas del medidor.
- i. Instrucciones para reportar roturas en sellos de seguridad.
- j. Instrucciones en el uso de formatos y tablas necesarias para registrar los datos que soportan los reportes de la prueba y tickets de medición.
- k. Instrucciones para mantenimientos rutinarios.
- l. Instrucciones para toma de muestras.
- m. Detalles de la política general respecto a la frecuencia de calibrar un medidor y reprobar cuando cambia el caudal de flujo u otras variables que afectan la precisión de medición.
- n. Documentación de todos los medidores e instrumentos asociados.

Calibración de un sistema medidor:

- ✓ Cada corrida del medidor debe estar conectada permanentemente a un probador o las conexiones deben estar provistas a un probador portátil o medidor maestro para obtener y demostrar el uso de factores de medición que representen las operaciones actuales. Los métodos de prueba seleccionados deben ser aceptados por las partes involucradas.
- ✓ El tiempo óptimo de frecuencia de calibración depende de las condiciones de operación previstas para un tiempo fijado o durante intervalos para todas las condiciones. Las calibraciones más frecuente se requieren con fluidos que contienen materiales abrasivos.
- ✓ Se deben realizar estudios de cartas de control del factor de medición, las cuales deben incluir datos de temperatura y caudal del líquido ayudarán a determinar la frecuencia óptima de calibración del medidor.
- ✓ La calibración debe ser frecuente (incluso todos los días) cuando un medidor es inicialmente instalado. Después que frecuentes calibraciones

han mostrado que el factor del medidor para cualquier líquido dado es reproducido dentro de límites cercanos, la frecuencia de calibración puede ser reducida si los factores están bajo control y la repetitividad de la medición es satisfactoria para las partes involucradas.

- ✓ Un medidor debe siempre calibrarse después de un mantenimiento que pueda afectar la medición.

MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO:

Un medidor de desplazamiento es un dispositivo de medición de volumen el cual separa una corriente de flujo en volúmenes discretos y cuenta los volúmenes separados. El medidor lleva a través de sus elementos de medición un volumen de barrido teórico de líquido, más el deslizamiento de cada stroke, revoluciones o ciclos del movimiento de las partes.

- Ventajas:
 - a. Capacidad de trabajar con líquidos viscosos.
 - b. Capacidad de funcionar sin energía externa.
 - c. Capacidad de registrar caudales de flujo cercanos a cero.
 - d. Simplicidad conceptual de diseño y operación.
 - e. No se requiere condicionar el flujo.
 - f. Se requiere menos contrapresión.

- Desventajas:
 - a. Suceptibilidad a daño por surgencia en el flujo.
 - b. Suceptibilidad a corrosión y erosión.
 - c. Reducción severa en el flujo si el medidor es atascado.
 - d. Se requiere mayor mantenimiento.
 - e. Sensitividad a cambios de viscosidad a viscosidades bajas.

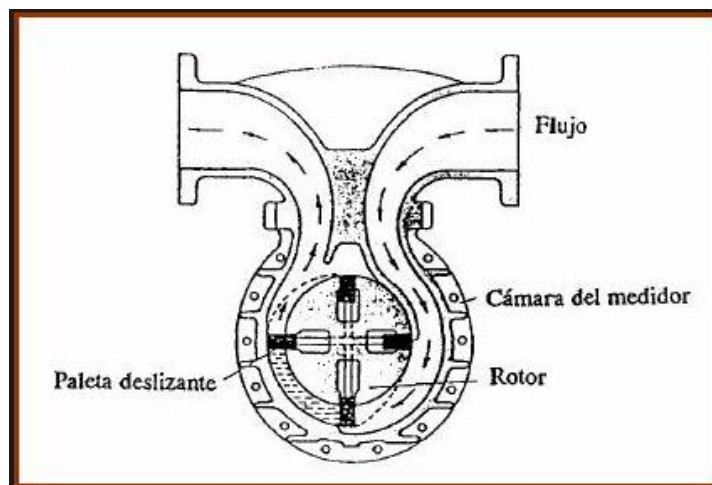


Fig. 9 Medidor de desplazamiento positivo

Principio de operación:

Estos medidores son giratorios y de desplazamiento positivo. La carcasa es labrada a precisión y contiene un rotor que gira sobre rodamientos de bolitas, e incluye álabes distribuidos en forma pareja. Al fluir el líquido a través del medidor, el rotor y los álabes (paletas) giran alrededor de una leva fija, haciendo que estos se desplacen hacia afuera. El movimiento sucesivo de los álabes forma una cámara de medición de volumen exacto entre dos de los álabes, el rotor, la carcasa, y las tapas inferior y superior. Cada rotación del rotor produce una serie continua de estas cámaras cerradas. Ni los álabes, ni el rotor, hacen contacto con las paredes estacionarias de la cámara de medición.

MEDIDORES DE TURBINA:

Un medidor de turbina es un dispositivo medidor de flujo con un rotor que percibe la velocidad de flujo del líquido en un conducto cerrado (ver figura 10). El flujo de líquido causa que el rotor se mueva con una velocidad tangencial proporcional a la velocidad promedio del fluido. El movimiento del rotor es detectado mecánicamente o eléctricamente y es registrado. El volumen que pasa a través del medidor es determinado por calibración contra un volumen conocido en un sistema probador.

- Ventajas:
 - a. Maneja amplio rango de flujo para líquidos viscosos.
 - b. Pequeños en tamaño y peso.
 - c. Larga vida de los cojinetes.
 - d. Maneja amplio rango de temperatura y presión.

- Desventajas:
 - a. Necesidad de acondicionar flujo.
 - b. Necesidad de control de contra presión para prevenir volatilización, cavitación y error.
 - c. Dificultad en medir líquidos de alta viscosidad
 - d. Suceptibilidad a fallas o depósitos.
 - e. Sensitividad a cambios de viscosidad a viscosidades altas. (Números de Reynold bajos).
 - f. Suceptibilidad a daño por baches de gas o surgencia de flujo.

Condiciones para el flujo:

- a. El desempeño de medidores de turbina puede verse afectado por remolinos y perfiles de velocidades no uniforme que son inducidas por configuraciones de la tubería aguas arriba o aguas abajo del medidor,

válvulas, bombas, deslineaciones de juntas, resaltos de soldaduras y otras obstrucciones. Acondicionadores de flujo deben usarse para superar los efectos adversos de remolinos y perfiles de velocidades no uniformes.

- b. El acondicionamiento de flujo requiere el uso de longitudes suficientes de tubería recta o una combinación de tubería recta y elementos acondicionadores de flujo que estén insertados aguas arriba del medidor (y aguas abajo si el medidor es bidireccional) del medidor de turbina.

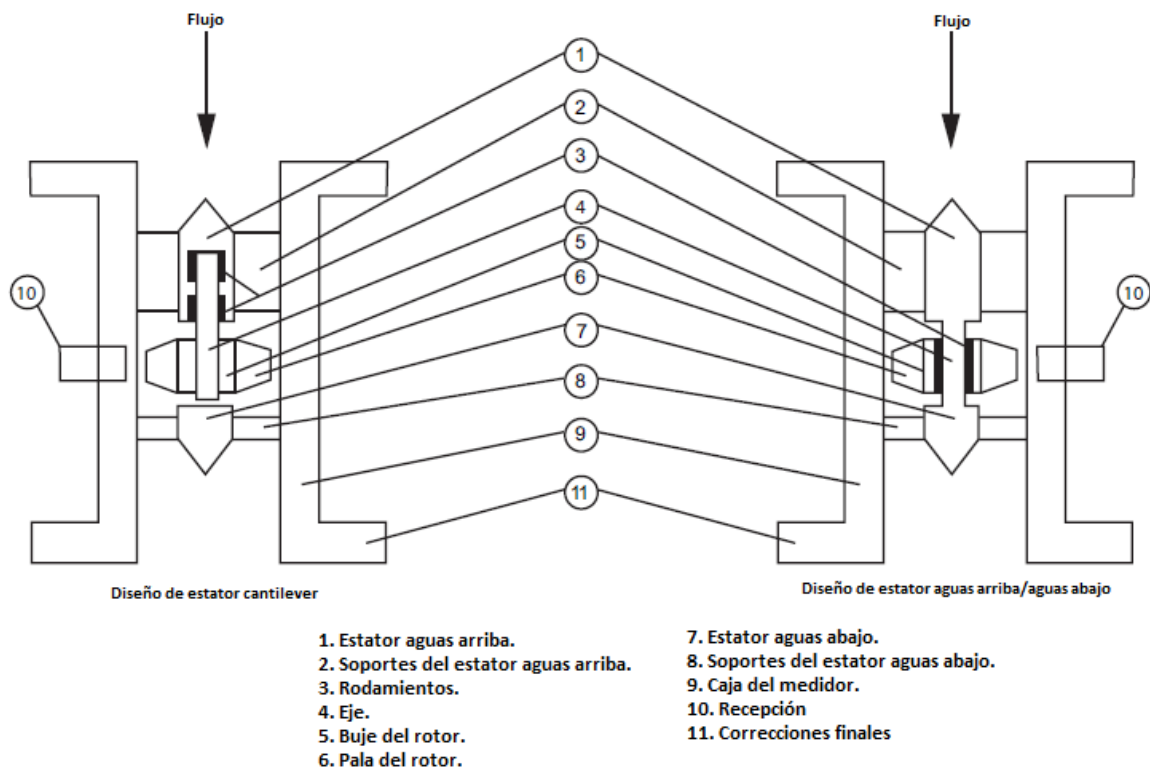


Fig. 10 Partes de un medidor de turbina

- c. Cuando solamente tubería recta es usada, el corte del líquido o la fricción interna entre el líquido y la pared de la tubería, deben ser lo suficiente largo para cumplir los condicionamientos de flujo requeridos. La experiencia ha mostrado que en muchas instalaciones, una tubería recta de longitud de 20 veces el diámetro de la tubería aguas arriba del medidor y 5 veces el diámetro de la tubería aguas abajo del medidor generalmente proporciona condiciones de flujo efectivos.
- d. Un elemento enderezador o tipo remolino automático acondicionador de flujo usualmente consiste de un grupo de tubos, paletas o dispositivos equivalentes que son insertados longitudinalmente en una sección de la tubería (ver figura 11). Elementos enderezadores efectivamente ayudan a acondicionar el flujo mediante la eliminación de remolinos. Elementos

enderezadores pueden también consistir de una serie de platos perforados o pantallas de malla de alambre, pero estas formas normalmente causan una caída de presión mayor que la que causan los tubos o paletas.

- e. Las siguientes pautas son recomendadas para evitar la generación de remolinos:
 1. La sección transversal debe ser tan uniforme y simétrica como sea posible.
 2. La construcción y diseño debe ser lo suficiente fuerte para resistir distorsión o movimiento a caudales altos.
 3. La construcción interna general debe ser limpia y libre de obstrucciones.
- f. Las bridas y empaques deben estar internamente alineados y los empaques no deben sobresalir en la corriente de líquido.

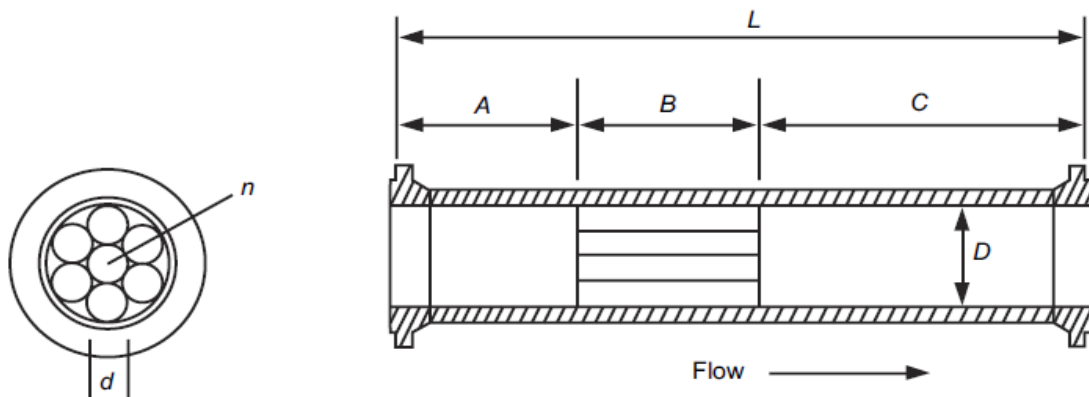


Fig. 11 Ejemplo de ensamblaje de acondicionamiento de flujo con elemento enderezador tipo turbina.

Nota: Esta figura muestra el ensamblaje del enderezador aguas arriba del medidor, aguas abajo del medidor, 5D mínimos de tubería recta deben ser usados.

L = Longitud entera del ensamblaje del enderezador (> 10D).

A = Longitud del plenum aguas arriba (2D-3D).

B = Longitud del tubo del elemento enderezador tipo valeta. (2D-3D).

C = Longitud del plenum aguas abajo. (>5D).

D = Diámetro nominal del medidor.

n = Número de tubos o valetas individuales. (>4D).

d = Diámetros nominales de tubos individuales (B/b >10).

MEDIDORES TIPO CORIOLIS:

- ✓ Un medidor de coriolis consiste de un sensor y un transmisor. Un sensor de Coriolis tiene uno o dos tubos por donde el fluido fluye, el tubo o tubos

vibran a su natural frecuencia armónica por medio de un mecanismo de empuje electromagnético.

- ✓ El flujo genera una fuerza de coriolis que es directamente proporcional al caudal másico del fluido. La magnitud de la fuerza de coriolis puede ser detectado y convertido a caudal másico.
- ✓ Un medidor de coriolis puede también ser configurado para indicar flujo volumétrico. En este caso la frecuencia de oscilación del tubo o tubos es medido y usado para determinar la densidad del fluido. El caudal de flujo volumétrico puede ser determinado por la división del caudal de flujo másico con la densidad medida a condiciones de flujo.

Ventajas:

- a. Bajo mantenimiento – mínimamente afectado por sustancias abrasivas y corrosivas.
- b. No susceptible a daño por baches de gas.
- c. Capacidad de registrar caudales de flujo cercanos a cero.
- d. Mínimamente afectado por cambios en viscosidad.
- e. Medidas directas de masa y densidad (suministra medidas de volumen indirectas).
- f. Normalmente no requiere acondicionar el flujo.

Desventajas:

- a. Sensibilidad a condiciones de instalación, incluyendo golpes y vibración.
- b. Acumulación de depósitos internos puede afectar la precisión.
- c. Algunas veces difícil de calibrar debido al tiempo de registro de la respuesta de pulso.
- d. Necesita control de contrapresión.
- e. Altas caídas de presión.

Consideraciones en el diseño del sistema:

- ✓ Vibraciones externas a frecuencias específicas puede causar errores en la medición.
- ✓ Flujo bifásico puede adversamente afectar el desempeño del medidor.
- ✓ Los sistemas de medición de coriolis deben cumplir con todos los códigos y regulaciones aplicables. Un diagrama esquemático de una instalación típica es mostrada en la figura 12.
- ✓ Para medidas volumétricas, thermowells deben ser instalados cerca del sensor de flujo para que la medición de la temperatura sea representativa del fluido en el medidor. Una práctica normal es instalar el thermowell aguas abajo del medidor.
- ✓ Coladores u otros dispositivos de protección pueden ser proporcionados aguas arriba del medidor para remover objetos extraños, los cuales pueden causar errores en la medición.
- ✓ Proporcionar acceso a los medidores para servicio y despliegue de la lectura.

- ✓ Evite instalaciones cerca de la fuente de pulso de flujos y vibración.
- ✓ Determinación de la precisión de la línea de densidad es crítica para la calibración exitosa de un medidor de coriolis cuando el probador y el medidor de coriolis no miden en las mismas unidades. Considere la habilidad para muestrear productos para pruebas de hidrómetro.
- ✓ Válvulas en una instalación de medición, las cuales distribuyen, controlan o bloquean flujo durante la medición o calibración deben ser capas de abrir y cerrar sin problemas.
- ✓ Todas las válvulas que puedan afectar la medición debe ser diseñadas para que ellas no admitan aire cuando sean sujetas a problemas de martillo hidráulico o condiciones de vacío.
- ✓ Dispositivos automáticos tales como válvulas de control de límite de flujo u orificios de restricción, si se requiere para prevenir flujo en exceso del caudal máximo del medidor, deben ser instalados aguas abajo del medidor. El dispositivo debe ser seleccionado o ajustado para que suficiente contrapresión sea mantenida para evitar cavitación o vaporización.

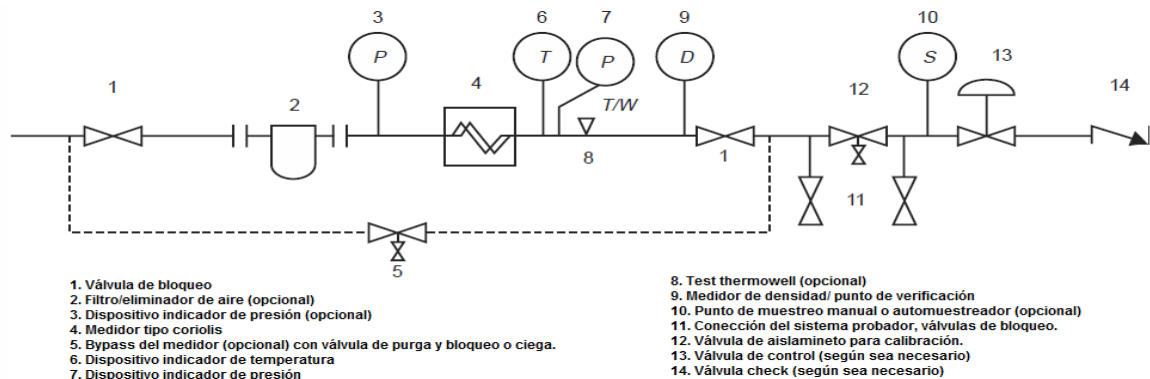


Fig. 12 Diagrama esquemático del sistema de medición de tipo coriolis

CAPÍTULO 6. MONTAJES DE MEDICIÓN DINÁMICA

Diseño de la estación de medición:

- ✓ Cuando se diseña un sistema de medición en tuberías, el objetivo es obtener óptimas medidas precisas para transferencia de custodia del volumen manipulado. La precisión depende de los medidores, probadores, válvulas y otros equipos seleccionados para el sistema de medición.

Selección del medidor:

- ✓ Aunque medidores de desplazamiento y de turbina son los más comúnmente usados, otros tipos no se excluyen si estos sirven para la

finalidad prevista. En general los medidores de turbina son preferidos para altos caudales de flujo y fluidos de baja viscosidad. En aplicaciones de alta presión, los costos de instalación y capital de los medidores de turbina pueden ser menores. No obstante, en crudos viscosos, con contenido de cera o la presencia de material fibroso puede limitar el uso de estos medidores.

- ✓ Para la elección de un medidor se deben evaluar costos de operación y mantenimiento. Los costos de mantenimiento para medidores de desplazamiento pueden ser significativos cuando los líquidos tienen baja lubricidad o se manipula características abrasivas. Los costos de mantenimiento de medidores de turbina son usualmente bajos, pero el mantenimiento adecuado de la contra presión para asegurar la precisión puede resultar en costos mayores.
- ✓ Para la selección de un medidor, se debe tener una buena estimación de los siguientes items: viscosidad, densidad, materiales corrosivos, abrasivos y materiales extraño, presión de vapor, caudal de flujo, temperatura, servicio intermitente o continuo, entre otros.

Diseño típicos de estaciones de medición:

La figura 13 muestra un diagrama esquemático de una instalación de medición de medidores de desplazamiento. La figura 14 muestra una instalación de medidores de turbina. Las condiciones de medición esperadas de cada instalación dictan que opciones son necesarias, no todas las opciones mostradas son requeridas y opciones no mostradas pueden ser requeridas.

SISTEMAS LACT:

Consideraciones de los sistemas LACT:

- a. En el proceso de medición y transferencia de hidrocarburos líquidos, el fluido debe estar estable para permitir subsecuente almacenamiento durante el transporte sin pérdidas anormales de evaporación.
- b. Se deben tomar mediciones de presión y temperatura y aplicar las correcciones a las mediciones volumétricas de acuerdo al capítulo 12.2 del API MPMS. El método de desarrollar una temperatura compensada es un asunto de acuerdo entre las partes, pero debe ser calculada por el uso de dispositivos promediadores de temperatura por volumen ponderado o compensadores de temperatura para precisión óptima.
- c. La comercialización de hidrocarburos se debe establecer cuando estos son transferidos, es decir, cuando están dentro de un rango específico de densidad (gravedad API) y BSW.
- d. Se debe obtener una muestra representativa de petróleo transferido para la determinación de densidad, contenido de agua y sedimentos, y cualquier otra propiedad física requerida debe ser obtenida, no contienen

más que un porcentaje especificado de agua y sedimento, están a una temperatura aceptable y poseen una aceptable presión de vapor Reid. Se debe proporcionar un medio para parar el flujo de crudo en el sistema y el sistema de muestreo si el crudo llega a ser no comerciable.

- e. Se debe proporcionar un medio para controlar las tasas de flujo, periodos de flujo y cantidades netas de crudo distribuido en el sistema.
- f. Debe proporcionarse un medio para detener el flujo de crudo en o antes de la finalización de entrega del contrato asignado de la capacidad permitida.
- g. El control y registro del sistema debe incluir componentes a prueba de fallas para prevenir medidas falsas o condiciones de riesgos operacionales en caso de falla de energía o del sistema funcional.

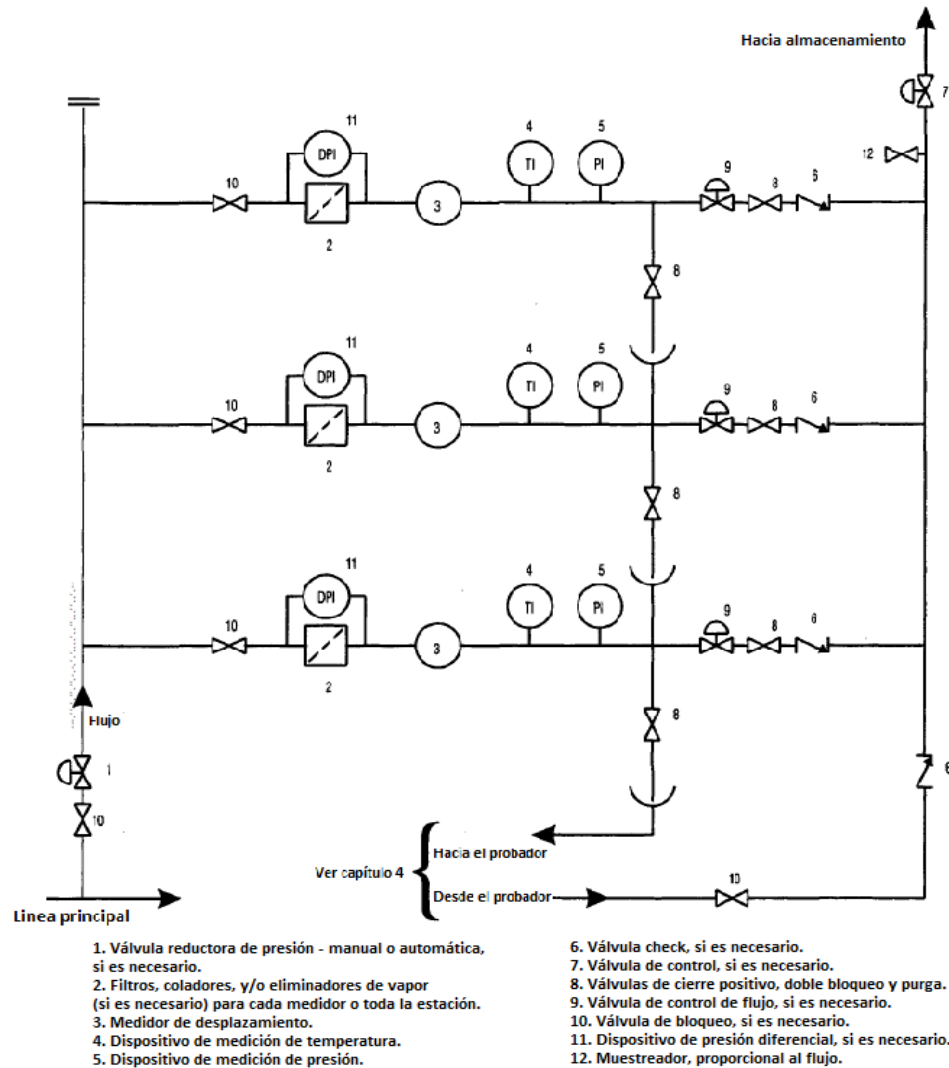


Fig. 13 Esquema de ensamblaje típico de una estación de medición con tres medidores de desplazamiento

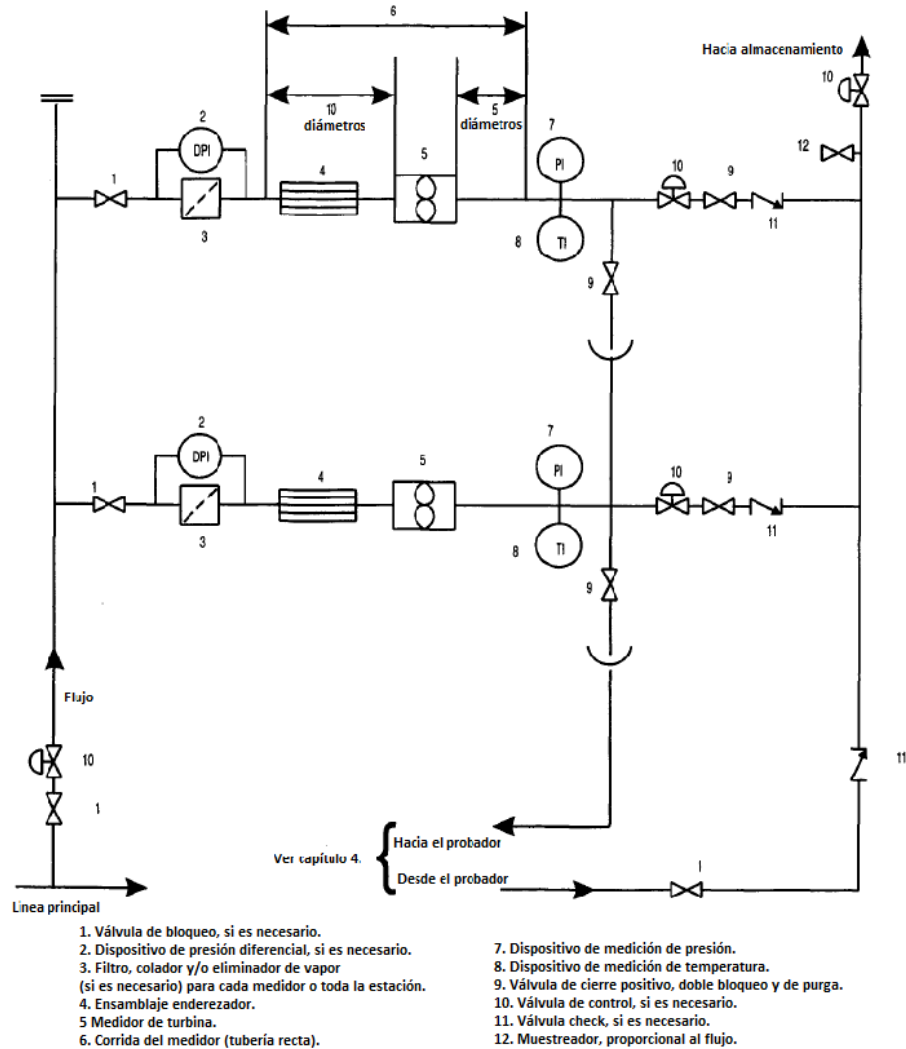


Fig. 14 Esquema de ensamble típico de una estación de medición con dos medidores de turbina.

- h. Todos los componentes del sistema que requieren calibración o inspección periódica deben ser accesibles para inspección por todas las partes involucradas en la transferencia de custodia. El sistema debe estar proporcionado con un medio para detectar fugas fácilmente en el sistema, por ejemplo válvulas de doble bloqueo, válvulas de purga o instrumentos de presión.
- i. El sistema de tuberías no debe tener conexiones o bypasses que le puedan permitir al líquido ser transferido sin medición, ni tampoco permitir flujo en reversa.
- j. Se debe proporcionar un medio para bloquear o cerrar componentes que afecten el control o la medida indicada de cantidad o calidad.

- k. Se debe prever el mal funcionamiento del sistema y las entregas que puedan ocurrir durante tales periodos deben ser estimados. Este requisito se puede cumplir por el uso de un sistema de registro de distribución de líquido bruto, que usa un medidor de dos cabezas y registrador de temperatura mediante un medidor en serie, o mediante el registro de instrumentos de temperatura o presión u otros instrumentos que indiquen periodos de flujo. En instalaciones donde no se usen tales aparatos, se debe establecer acuerdos previos para procedimientos de cálculo que serán desarrollados en caso de falla del sistema.
- l. Las mediciones del contenido de agua y sedimentos y la densidad (gravedad API) deben ser hechos desde muestras compuestas obtenidas por muestreadores automáticos de diseño aceptable.

CAPÍTULO 7. MEDICIÓN DE TEMPERATURA

Temperatura en tanques de almacenamiento:

- La temperatura en tanques de almacenamiento generalmente varía significativamente con la profundidad. Cuando la medición se hace con propósitos transferencia de custodia, se requieren temperaturas a múltiples niveles para calcular una temperatura promedio.
- Cuando el nivel de líquido es mayor a tres (3) metros o 10 pies, Se deberán tomar temperaturas en el centro del tercio superior, tercio medio y tercio inferior de la altura del líquido.
- Todas las medidas serán registradas y promediadas. El promedio deberá ser reportado con aproximación de 0.1°F.

Tabla 8 Número mínimo de medidas de temperatura para varias profundidades de hidrocarburo líquido en tanques de almacenamiento.

<i>Profundidad del líquido</i>	<i>Número mínimo de mediciones de temperatura</i>	<i>Nivel de medición</i>
> 3,0 metros (10 ft)	3	Mitad del tercio superior, medio e inferior.
< 3.0 metros (10 ft)	1	Mitad del líquido.

Medición de temperatura con termómetro digital portátil:

- ✓ Los termómetros usados para transferencia de custodia deberán ser calibrados contra un estándar de referencia.
- ✓ Termómetros electrónicos portátiles usados para transferencia de custodia deben juntar los requerimientos de precisión de la tabla 9 y

deben estar dentro de los tiempos requeridos de inmersión de la tabla 10.

Tabla 9 Especificaciones de termómetros electrónicos portátiles

Graduación mínima	Precisión	Rango de precisión requerido
0.1°F	±0.2 °F	0 – 200 °F
	±0.5°F	> 200°F
0.1 °C	±0.1°C	0 - 100°C
	±0.3°C	>100°C

- ✓ Todas las temperaturas deberán leerse y reportarse con aproximación de 0.1°C o 0.1°F.
- ✓ El sensor de temperatura de un termómetro digital portátil está eléctricamente conectado a circuitos contenidos en el dispositivo de lectura. Cada unidad debe incluir un sistema que indique bajo voltaje en la batería. Todas las partes de termómetro digital tienen que estar certificadas por respectivas agencias en seguridad y en el uso en atmósferas inflamables y con líquidos que puedan acumular cargas estáticas.
- ✓ El siguiente procedimiento es recomendado para la medición de temperaturas con un termómetro electrónico portátil:
 - a. Realice una conexión eléctrica a tierra entre el termómetro y el tanque antes de abrir la escotilla de medición.
 - b. Baje el sensor de prueba al nivel predeterminado.
 - c. Suba y baje el sensor 30 cm sobre y bajo el nivel predeterminado para permitir rápida estabilización.
 - d. Después de que la temperatura ha estabilizado, lea y registre la temperatura a la profundidad medida.
 - e. Repita los tres (3) anteriores pasos a cada nivel si se requieren múltiples lecturas de temperatura. Tomar las temperaturas desde abajo hacia arriba.
 - f. Determine la temperatura promedio.
 - g. Redondee la temperatura promedio y reporte la temperatura con una aproximación de 0.1°C o 0.1°F.
 - h. Después de cada uso, limpie todas las partes del termómetro con un solvente adecuado y séquelo con un paño para prevenir la formación de una película aislante.

Tiempos de inmersión:

Los termómetros deben ser estabilizados a la temperatura del líquido antes de realizar la lectura. Para alcanzar estabilidad rápidamente, toda medida deberá ser acompañada por aumento y descenso continuo del probador aproximadamente 30 cm sobre y bajo la profundidad deseada para la medida

de temperatura. Las fallas en la inducción de este movimiento incrementarán substancialmente los tiempos de inmersión requeridos mostrados en la tabla 5.

Tabla 10 Tiempos de inmersión para toma de temperatura en tanques de almacenamiento de crudo

Gravedad API a 60°F	<i>Termómetros electrónicos</i>		<i>Termómetros de cajuela</i>	
	En movimiento	En movimiento	En movimiento	Estacionario
>50	30 seg	3 min	3 min	10 min
40 a 49	30 seg	3 min	5 min	15 min
30 a 39	40 seg	4 min	12 min	25 min
20 a 29	45 seg	5 min	20 min	45 min
<20	75 seg	7 min	45 min	80 min

Temperatura del medio ambiente:

Los tanques experimentan expansión y contracción debido a variaciones en la temperatura del producto y del ambiente. Estas variaciones se pueden calcular una vez la temperatura de la pared del tanque es determinada. Si la temperatura observada de la pared del tanque difiere de la temperatura del tanque en las tablas de capacidad, el volumen equivalente debe ser corregido, por lo cual se necesita determinar la temperatura de pared del tanque.

La temperatura de pared del tanque es función de la temperatura del líquido y temperatura del ambiente, para calcular un factor de corrección para determinar el efecto de la temperatura en el acero de la pared del tanque.

$$T_s = [(7 * T_L) + T_a]/8 \quad (3)$$

Donde:

T_s = *Temperatura de la pared del tanque.*

T_L = *Temperatura del líquido.*

T_a = *Temperatura del ambiente*

La temperatura del ambiente es la temperatura atmosférica representativa en la vecindad del tanque. Debido a la variación de esta, es algunas veces difícil elegir el mejor lugar para medirla, por ende la incertidumbre de medición puede ser $\pm 2.5^\circ\text{C}$ (5°F).

El componente de la temperatura ambiente es solamente 1/8 del total de la temperatura del tanque (T_s), por consiguiente la precisión requerida para la medición de la temperatura ambiente (T_a) no es tan alta como la requerida para la temperatura del líquido (T_L). Las lecturas de la temperatura ambiente deben ser tomadas en la sombra, en la vecindad del tanque, mínimo a un metro de distancia de cualquier superficie.

Inspección y verificación de termómetros de vidrio y electrónicos portátiles

- ✓ Al baño de María se le revisa el nivel de agua. Se revisa el termómetro patrón, y que el SET POINT sea el adecuado.
- ✓ La verificación se realiza por comparación con un termómetro patrón. Para verificaciones a bajas temperaturas se utiliza un baño de María de laboratorio, utilizando el termómetro patrón.

Termómetro de mercurio y termómetros electrónicos portátiles:

- Después de haber realizado la inspección del baño de María, se procede a montar el termómetro a verificar. Si el termómetro a verificar es de vidrio hay que tener en cuenta que tipo de inmersión posee el termómetro, o la longitud de inmersión que normalmente viene estipulada en el cuerpo.
- Después de haber efectuado el montaje en el baño de María se divide la escala del termómetro en 3 intervalos (bajo, medio y alto) estas se registran en el formato.
- Con el baño de María ya fijo en el primer punto, se espera hasta alcanzar la estabilidad de la temperatura.
- En cada punto se realizan medidas de temperatura ambiente del laboratorio con el fin de garantizar unas condiciones estables para las verificaciones.
- Las lecturas del termómetro de prueba y del termómetro patrón, se registran sucesivamente hasta alcanzar la máxima lectura.
- En termómetros de vidrio, antes de tomar una lectura se recomienda golpear suavemente el termómetro con el fin de vencer cualquier fuerza de adhesión del mercurio al vidrio.
- Al terminar se calcula la diferencia (Patrón - termómetro de prueba).

CAPÍTULO 8. MUESTREO DEL PETRÓLEO

Los siguientes factores deben considerarse en el desarrollo y aplicación de procedimientos de muestreo manual:

- *Pruebas de propiedades física y químicas:* Las pruebas de las propiedades físicas y químicas a ser determinadas en una muestra

dictarán los procedimientos de muestreo, la cantidad de muestra requerida y muchos de los requerimientos del manejo de muestras.

- *Secuencia de muestreo:* Para evitar contaminación de la columna de aceite durante la operación de muestreo, el orden de muestreo deberá empezarse desde la cima e ir trabajando hacia abajo, de acuerdo a la siguiente secuencia de muestreo: muestra de superficie, muestra de cima, muestra superior, muestra media, muestra baja, muestra a todo nivel, muestra de fondo y muestra corrida.
- *Limpieza del equipo:* El equipo de muestreo deberá estar limpio previo al comienzo de la operación de muestreo. Cualquier material residual remanente en una muestra de un muestreo anterior puede destruir el carácter representativo de la muestra. Se recomienda enjuagar el contenedor con productos de petróleo liviano antes de muestrear cuando se hacen varias muestras.
- *Transferencia de muestras:* El número de transferencias intermedias de un contenedor a otro entre la operación de muestreo actual y el proceso de análisis debe ser minimizado. La pérdida de hidrocarburos livianos como consecuencia de la agitación, contaminación por fuentes externas o ambos pueden distorsionar los resultados del análisis, por ejemplo, la densidad, sedimentos y agua.
- *Almacenamiento de muestras:* Excepto cuando sean transferidas, las muestras deberán mantenerse en un recipiente cerrado con el fin de prevenir la pérdida de los componentes livianos. Las muestras deberán protegerse durante el almacenamiento de la luz para prevenir degradación u otras condiciones desfavorables.

Para la toma de muestras puntuales, se sugiere realizar el muestreo en la siguiente secuencia: superficie, cima, superior, media, inferior, salida, todos los niveles, fondo y muestra corrida. Esta secuencia evita perturbación en el líquido y garantiza el carácter representativo de la muestra. Los requerimientos para muestras puntuales se muestran en la tabla 11.

PROCEDIMIENTO DE MUESTREO:

Muestra corrida (una vía):

- ✓ Se toma un ladrón para muestra corrida (botella con tapón).
- ✓ Baje la botella taponada, pesada, o recipiente tan cerca como sea posible al nivel de extracción.
- ✓ Retire el tapón de la línea y levante la botella a una rata uniforme de tal manera que se encuentre aproximadamente 3/4 llena después que emerja del líquido.
- ✓ Para productos livianos o tanques profundos, se puede necesitar una abertura restringida para evitar el llenado de la botella.

- ✓ Si el ladrón sale lleno en su totalidad, la muestra no es representativa y debe repetirse el muestreo.
- ✓ La muestra tomada debe ser llevada al laboratorio para que el auxiliar de turno la analice.
- ✓ Los resultados de las pruebas realizadas son transmitidos al operador de la estación.

Tabla 11 Procedimiento para muestras puntuales

CAPACIDAD DEL TANQUE/ NIVEL DEL LÍQUIDO	MUESTRAS REQUERIDAS		
	SUPERIOR	MEDIO	INFERIOR
Tanque con capacidad menor o igual a 159m ³ (1000 barriles)		X	
Tanques con capacidad superior a 159 m ³ (1000 barriles)			
Nivel menor o igual a 3m (10 pies)		X	
Nivel entre 3m (10 pies) y 4,5 m (15 pies)	X		X
Nivel superior a 4,5 m (15 pies)	X	X	X

Muestra corrida (dos vías):

- ✓ Baje la botella sin tapón o recipiente tan cerca como sea posible al nivel del fondo de la conexión de salida o línea flexible.
- ✓ Luego levante la botella o el recipiente hacia la parte superior del aceite a una rata de velocidad uniforme de tal manera que se encuentre aproximadamente 3/4 llena cuando se extraiga el aceite.
- ✓ Para productos livianos o tanques profundos, posiblemente sea necesario una abertura restringida para evitar el llenado de la botella.
- ✓ La muestra tomada debe ser llevada al laboratorio para que el auxiliar de turno la analice.
- ✓ Los resultados de las pruebas realizadas son transmitidos al operador de la estación.

Muestra superior, media e inferior:

- ✓ Se toma un ladrón para muestra corrida (botella con tapón) o muestreador de centro.
- ✓ Verificar que la longitud de la cuerda sea mayor que la altura de referencia del tanque

- ✓ Baje la botella taponada pesada a la parte apropiada superior, media o inferior.
- ✓ En el nivel seleccionado, extraiga el tapón en la línea y permita el llenado completo de la botella o el recipiente.
- ✓ Cuando se encuentre llena, levante la botella o recipiente, vierta una pequeña cantidad y tape inmediatamente.
- ✓ Prepare una muestra composicional en el laboratorio (no en el campo) mezclando porciones de muestra de todos los niveles.

CAPÍTULO 9. DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD API

PROCEDIMIENTO

- ✓ Llevar la muestra a la temperatura de prueba (temperatura de laboratorio) la cual debe mantenerla en estado estable.

Nota 1: La densidad, densidad relativa o gravedad API determinadas por el método del hidrómetro son más precisa cuando se determina a la temperatura o temperaturas cercanas a la de referencia (60°F).

- ✓ Lleve la probeta y el termómetro a una temperatura dentro de aproximadamente 5°C de la temperatura de prueba.
- ✓ Transfiera la muestra a una probeta limpia sin salpicar, para evitar la formación de burbujas de aire y minimice la evaporación de los componentes más ligeros.
- ✓ Remueva cualquier burbuja de aire formada después que se han colectado en la superficie de la muestra a través del toque con una pieza de papel de filtro limpio, antes de insertar el hidrómetro.
- ✓ Ponga la probeta con la muestra en una posición vertical libre de corrientes de aire y donde la temperatura del medio circundante no cambie más de 2°C (3,6°F) durante el tiempo tomado para completar la prueba.

Nota 2: Cuando la temperatura de la muestra difiere por más de 2°C de la temperatura ambiente, use un baño de temperatura constante para mantener una temperatura uniforme durante la duración de la prueba.

- ✓ Inserte un termómetro y agite la muestra, usando una combinación de movimientos verticales y rotacionales para asegurar densidad y temperatura uniforme en toda la probeta. Registre la temperatura de la muestra con aproximación de 0.1°C y saque el termómetro.
- ✓ Baje el hidrómetro de escala apropiada dentro del líquido y libérela cuidadosamente cuando esté en una posición de equilibrio, evitando de esta manera humedecer el vástago encima del nivel al cual este flota libremente.

- ✓ Para líquidos traslúcidos o transparentes de baja viscosidad observe el menisco que se forma cuando el hidrómetro es presionado por debajo del punto de equilibrio 1 a 2 mm y permitiendo el retorno al punto de equilibrio. Si el menisco cambia, limpie el tronco del hidrómetro y repita hasta que la forma del menisco permanezca constante.
- ✓ Cuando el hidrómetro flote libremente lejos de las paredes del cilindro, realice la lectura de la escala del hidrómetro con aproximación de 0.1°API .
- ✓ Para líquidos opacos registre la lectura del hidrómetro al punto en la escala del hidrómetro en que la muestra sube, observando con el ojo ligeramente sobre el plano de la superficie del líquido (Ver Figura 15).

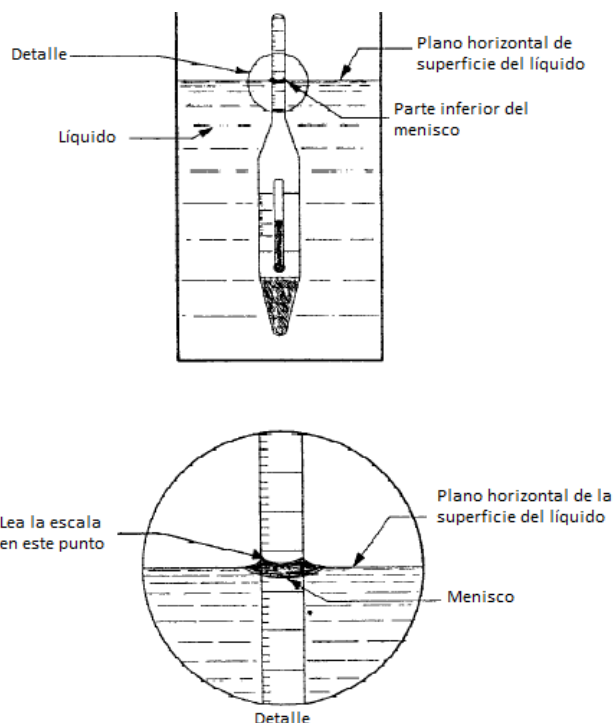


Fig. 15 Lectura del hidrómetro para líquidos opacos

- ✓ Para líquidos transparentes, registre la lectura del hidrómetro como el punto en la escala del hidrómetro en la cual la superficie principal del líquido corta la escala colocando el ojo ligeramente debajo del nivel del líquido y levantándolo despacio hasta la superficie, primero observará una elipse deformada, se asomará para volverse una línea recta que corta la escala del hidrómetro. (Ver figura 16).
- ✓ Inmediatamente después de tener la lectura del hidrómetro, cuidadosamente retire el hidrómetro del líquido e inserte el termómetro nuevamente, reporte la temperatura con aproximación de 0.1° . Si ésta temperatura difiere de la realizada al inicio por más de 0.5°C repita las observaciones del termómetro e hidrómetro hasta que la temperatura se

estabilice dentro de una medida de 0.5 °C. Si no hay estabilización coloque el cilindro del hidrómetro con la muestra en un baño de temperatura constante y repita el procedimiento.

- ✓ La temperatura observada a reportar de la muestra será el promedio de la temperatura observada inicial y final, con una aproximación de 0.1 °C.

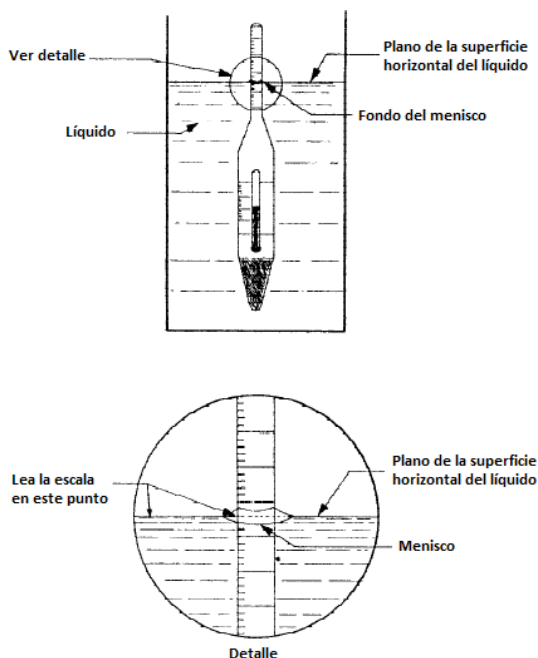


Fig. 16 Lectura del hidrómetro para líquidos transparentes

CAPÍTULO 10. DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS

MÉTODO DE LA CENTRÍFUGA.

1. Homogenizar la muestra.
2. Adicionar a dos tubos de centrifuga 50 mL de muestra.

Nota: También se puede trabajar con el aforo total de 100 ml con crudo.

3. Adicionar con una pipeta 50 ml de solvente. (Si se agregó 50 ml de crudo).
4. Adicionar 0.2 mL de desmenuficante (rompedor de emulsión).
5. Agitar los tubos de centrifuga invirtiéndolos diez (10) veces para asegurar que el crudo y el solvente formen una mezcla uniforme.

Nota: En el caso que el crudo sea muy viscoso y la mezcla con el solvente sea muy difícil de manejar, se puede adicionar primero el solvente en el tubo de centrifuga y luego el crudo, teniendo cuidado de no pasar la marca de aforo del tubo con la muestra.

6. Llevar los tubos de centrífuga y sumergirlos verticalmente dentro del baño de maría de manera que el nivel de agua cubra el tubo hasta la marca del aforo por al menos 15 minutos, manteniendo una temperatura de 60 +/- 3°C (140 +/- 5°F).
7. Sacar los tubos del baño de maría y agitar nuevamente diez (10) veces para asegurar que el crudo y el solvente formen una mezcla uniforme.
8. Colocar los tubos en lados opuestos de la centrífuga para establecer una condición balanceada.
9. Centrifugar a 600 rcf (velocidad de 1500-1800 rpm) durante un periodo de diez (10) minutos

$$rpm = 1335 \left(\frac{rcf}{d} \right)^{1/2} \quad (4)$$

Donde:

rcf = Fuerza centrífuga relativa

d = diámetro de giro medido entre los extremos de los tubos opuestos en posición de rotación, in

10. Leer el volumen combinado de agua y sedimento en el fondo de cada uno de los tubos.
11. Registre el volumen combinado de agua y sedimento en la parte inferior de cada tubo, al más cercano 0.05 ml desde las graduaciones de 0.1 hasta 1mL y al más cercano 0.1 mL por encima de graduaciones de 1 mL. Por debajo de 0.1 mL estime la lectura al más cercano 0.025mL.
12. Repetir los pasos 9, 10 y 11 hasta obtener dos (2) lecturas consecutivas constantes. En general, no se requieren más de dos ensayos.

Cálculos:

Registrar el volumen final de agua y sedimento en cada tubo. Si la diferencia entre las dos lecturas es mayor a una subdivisión del tubo para centrífuga o mayor que 0.025 mL para lecturas menores o iguales a 0.1 mL, las lecturas son inadmisibles y se debe repetir la determinación.

Reportar la suma de las dos lecturas admisibles si el tubo es aforado hasta 100 mL con 50ml de crudo y 50ml de solvente o reportar el promedio de la suma de las lecturas admisibles si el tubo es aforado a 100 mL de crudo, todo expresado como porcentaje en volumen de agua y sedimento.

MÉTODO DE TITULACIÓN POTENCIOMÉTRICA KARL FISCHER.

Calibración y estandarización:

Se debe estandarizar el reactivo del Karl Fisher por lo menos una vez al día.

- ✓ Adicionar suficiente solvente al recipiente de titulación limpio y seco hasta cubrir los electrodos.
- ✓ Cerrar todas las entradas del recipiente e iniciar el acondicionamiento del recipiente de titulación.

Se debe estandarizar el reactivo Karl Fisher con agua destilada por el siguiente método.

- ✓ Llenar una jeringa de 10 ml con agua teniendo cuidado de eliminar las burbujas de aire, secar la punta con un papel secante para remover algo de agua que quede en la punta y determinar con precisión el peso de la jeringa con agua (0.1 mg de aprox.).
- ✓ Adicionar el contenido de la jeringa al solvente de muestra contenido en la celda, el cual ha sido ajustado al punto final, asegúrese que la punta de la jeringa esté debajo de la superficie del solvente de muestra.
- ✓ Cerrar el recipiente inmediatamente.
- ✓ Remover cualquier solvente en la aguja secándola con papel secante y pesar la jeringa con aproximación de 0.1 mg.
- ✓ Titular el agua con reactivo Karl Fisher hasta llegar al punto final.
- ✓ Calcular el equivalente de agua del reactivo de Karl Fisher con la siguiente ecuación: (El equipo lo calcula automáticamente)

$$F = W / T \quad (5)$$

Donde:

F = Agua equivalente del reactivo de Karl Fisher, mg/ml.

W = Agua adicionada, mg.

T = Reactivo requerido para la titulación del agua adicionada, ml.

Valores por duplicado del agua equivalente, deben encontrarse en un 2% de error relativo. Si la variación entre las dos titulaciones es mayor de 2% de error, descartar el contenido del recipiente de titulación. Introducir una porción adicional de solvente de muestra en el recipiente y repetir el procedimiento de calibración y estandarización.

- ✓ Determinar y registrar el valor de agua equivalente.

Procedimiento de título de muestra:

- ✓ Agregar la muestra de solvente fresco al vaso de titulación y acondicione el vaso de titulación como se describió en el método de calibración.
- ✓ Agregar crudo al recipiente de titulación inmediatamente después de homogenizar la mezcla, así:
 - a. Inicie con una jeringa limpia y seca (10 o 15 ml), llene la jeringa dos veces con la muestra y deseche el contenido a residuos.
 - b. Tome la cantidad requerida de la muestra y descargue cualquier burbuja de aire. Pese la jeringa con 0,1 mg de aproximación. (Ver tabla 12).

- c. Inyecte la muestra en el recipiente de titulación, limpie la aguja con papel secante y pese nuevamente la jeringa.
- d. Titule la muestra hasta llegar al punto final y registre el volumen de reactivo Karl Fischer con 0.01 mL de aproximación.

Nota 1: El solvente debe ser cambiado cuando el contenido de la muestra excede 2 g de crudo por 15 mL de solvente o cuando 4 mL de títán por 15 mL de solvente ha sido agregado al recipiente de titulación.

Calcule el contenido de agua de la muestra, de la siguiente manera:

$$\text{masa de agua (\%)} = CF/W(10) \quad (6)$$

Donde:

C = Reactivo Karl Fischer requerido para titular la muestra, mL.

F = Agua equivalente de reactivo Karl Fischer, mg/mL.

W = Muestra usada, g

10 = Factor de conversión de porcentaje.

Tabla 12 Muestra de prueba – Tamaño de la muestra basado en el % de agua

Contenido de agua esperado, %	Tamaño de la muestra, g
0 – 0,3	5
0,3 – 1	2
1- 2	1

CAPÍTULO 11. FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA.

Los siguientes lineamientos son pautas para el uso de las correlaciones para productos específicos.

Cálculo de los factores CTL Y CPL en la norma API MPMS 11.1

La forma de la ecuación para los factores de corrección de temperatura y presión usados en la norma API MPMS 11.1 es:

$$\begin{aligned} C_{TL} &= \exp\{-\alpha_T(t - T)[1 + 0.8\alpha_T(t - T + \delta_T)]\} \\ &= \exp\{-\delta_T\Delta t[1 + 0.8\alpha_T(\Delta t + \delta_T)]\} \end{aligned} \quad (7)$$

$$C_{PL} = \frac{1}{1 - F_p(P - P_e)} \quad (8)$$

Donde:

α_T = Coeficiente de expansión térmica a temperatura base T.

ΔT = Diferencia entre la temperatura alterna y la temperatura base.

F_p = Coeficiente de compresibilidad.

δ_T = Valor de corrección de la temperatura base.

Por simplicidad de aplicación, se despreciará cualquier efecto de la presión de saturación del líquido que exceda la presión atmosférica. Así $P_e = 0$ y la ecuación del CPL se reduce a:

$$C_{pl} = \frac{1}{1 - F_p P} \quad (9)$$

Método para convertir unidades de densidad, presión, temperatura, factor de expansión térmica y densidad relativa:

El procedimiento acepta valores de densidad, temperatura y presión en unidades de entrada y convertidas a las unidades requeridas.

Procedimiento de cálculo:

1. Convierta las unidades de entrada a las requeridas por el procedimiento: kg/m^3 para densidad, $^{\circ}\text{F}$ para temperatura, psig para presión y $^{\circ}\text{F}^{-1}$ para el factor de expansión térmico a 60°F

- Temperatura:

Si las variables de temperatura están en unidades $^{\circ}\text{F}$, no se requiere conversión. Si la variable de temperatura está en unidades $^{\circ}\text{C}$, luego:

$$t = 1.8 * t_{^{\circ}\text{C}} + 32 \quad (10)$$

- Presión:

Si la presión está en unidades de psig, no se requiere conversión. Si la variable presión está en unidades de kPa, proceda así:

$$P = \frac{P_{kPa}}{6.894757} \quad (11)$$

Si la variable presión está en unidades de bar, luego:

$$P = \frac{P_{bar}}{0.06894757} \quad (12)$$

- Densidad:

Si la variable densidad es la densidad relativa:

$$\rho = \gamma_T * \rho_{w,T} \quad (13)$$

donde $\rho_{w,T}$ es la densidad del agua a la temperatura de referencia T. La única densidad del agua necesaria en esta norma es para 60°F. El valor aceptado para la densidad del agua a 60°F es 999.016 kg/m³.

Si la densidad es la gravedad API:

$$\gamma_{60} = \frac{\rho}{\rho_{w,60}} = \frac{\rho}{999.016} \quad (14)$$

O si la gravedad API es requerida:

$$G = \frac{141.5}{\rho/\rho_{w,60}} - 131.5 = \frac{141.5}{\rho/999.016} - 131.5 \quad (15)$$

- Factor de expansión térmica a 60°F:

Si el factor de expansión térmica a 60 °F está en unidades de °C⁻¹ y se requiere tenerlo en °F⁻¹:

$$\alpha_{60} = \frac{\alpha_{60,^{\circ}C}}{1.8} \quad (16)$$

Si el factor de expansión térmica a 60 °F está a en unidades de °F⁻¹ y se requiere tenerlo en °C⁻¹:

$$\alpha_{60,^{\circ}C} = 1.8 * \alpha_{60} \quad (17)$$

Factores de corrección en formato tabular:

Se incorpora tanto las correcciones de presión como de temperatura en un solo procedimiento unificado. Se crea una tabla donde se representan los posibles valores de temperatura, presión y densidad. La tabla 13 muestra el formato tubular de los factores de corrección de temperatura y de compresibilidad.

Tabla 13 Tablas históricas de medición del petróleo

Descripción de la tabla	Tablas designadas	Temperatura a base	Valor de entrada	Presión	Unidad de salida
Corrección de gravedad API a 60°F	5A, 5B, 5D	60°F	Gravedad API observada	0 psig	Gravedad API base
Corrección de volumen a 60°F contra la gravedad API a 60°F	6A, 6B, 6C, 6D	60°F	Gravedad API base	0 psig	CTL
Corrección de gravedad específica observada a gravedad específica 60/60°F	23A, 23B	60°F	Densidad relativa observada	0 psig	Densidad relativa base
Corrección de volumen a 60°F contra gravedad específica a 60/60°F	24A, 24B, 24C	60°F	Densidad relativa base	0 psig	CTL
Corrección de la densidad observada a densidad a 15°C	53A, 53B, 53D	15°C	Densidad observada kg/m ³	0 kPa (manométrica)	Densidad base (kg/m ³)
Corrección de volumen a 15°C contra densidad a 15°C	54A, 54B, 54C, 54D	15°C	Densidad base kg/m ³	0 kPa (manométrica)	CTL
Corrección de densidad observada a densidad a 20°C	59A, 59B, 59D	20°C	Densidad observada kg/m ³	0 kPa (manométrica)	Densidad base (kg/m ³)
Corrección de volumen a 20°C contra densidad a 20°C	60A, 60B, 60C, 60D	20°C	Densidad base kg/m ³	0 kPa (manométrica)	CTL
Factores de compresibilidad para hidrocarburos relacionados con gravedad API y temperatura de medición	1984 Ch. 11.2.1	60°F	Gravedad API base	0 psig	F _p (psi ⁻¹)
Factores de compresibilidad para hidrocarburos relacionados con densidad y temperatura de medición.	1984 Ch. 11.2.1M	15°C	Densidad base kg/m ³	0 kPa	F _p (kPa ⁻¹)

CAPÍTULO 12. CÁLCULO DE CANTIDADES DEL PETRÓLEO **CÁLCULO DE CANTIDADES MEDIANTE FISCALIZACIÓN ESTÁTICA.**

Datos necesarios:

Para el proceso de cálculo, primero se deben tomar una cantidad de datos, los cuales se incluyen en el tiquete de medición y se obtienen según las indicaciones de los capítulos 3, 7, 8, 9 y 10.

a) *Datos observados:*

- Altura de referencia en la tabla de aforo.
- Altura de referencia observada.
- Medida de fondo o vacío.
- Nivel de agua libre.
- Temperatura promedio del líquido.
- Gravedad API observada a temperatura del tanque.
- Porcentaje de agua y sedimento.
- Temperatura ambiente.

Posteriormente se deducen los datos necesarios para el proceso de cálculo:

b) *Datos calculados:*

- Gravedad API a 60°F.
- Corrección por temperatura de lámina (CTSh).
- Volumen total observado (TOV).
- Volumen de agua libre (FW).
- Volumen bruto observado (GOV).
- Corrección por temperatura de líquido (CTL).
- Volumen bruto estándar (GSV).
- Agua y sedimento (Volumen o factor CSW).
- Volumen neto estándar (NSV).
- Factor de conversión de peso (WCF).
- Masa aparente (peso en aire).
- Masa (peso en vacío)

Con las medidas obtenidas de nivel de crudo y agua libre por cinta y de temperatura, el operador deberá remitirse a la tabla de aforo correspondiente para el tanque aprobada por el MM&E para obtener:

- Volumen total observado: **TOV**
- Volumen de Agua libre: **FW**
- Volumen Bruto: **GOV**

Calcular el volumen bruto así:

$$GOV = [(TOV - FW) * CTSh] \quad (18)$$

El factor de corrección por temperatura en la lámina del tanque (CTSh), se calcula de la siguiente manera:

$$CTSh = 1 + 2\alpha\Delta T + \alpha^2\Delta T^2 \quad (19)$$

Donde:

α = coeficiente lineal de expansión térmica del material de la lámina del tanque, $6.20 \cdot 10^{-6} / ^\circ F$

$$\Delta T = T_s - T_b \text{ } ^\circ F \quad (20)$$

Donde:

T_s = temperatura de lámina del tanque, $^\circ F$

T_b = temperatura base

$$T_s = \frac{(7 * T_l) + T_a}{8} \quad (21)$$

Donde:

T_l = temperatura del líquido, $^\circ F$

T_a = temperatura ambiente (a la hora de liquidación, bajo sombra), $^\circ F$

La temperatura base (T_b) es la temperatura de la pared del tanque para la cual la tabla de aforo del tanque fue calculada, generalmente es $60^\circ F$.

En la tabla 14 se muestran los coeficientes de expansión térmica lineal para diferentes tipos de acero:

Tabla 14 Coeficientes de expansión térmica lineal.

Tipos de acero	Coeficiente por $^\circ F$	Coeficiente por $^\circ C$
Mild carbon	0.00000620	0.0000112
Inoxidable 304	0.00000960	0.0000173
Inoxidable 316	0.00000883	0.0000159
Inoxidable 17-4PH	0.00000600	0.0000108

Calculado el volumen bruto se calcula el volumen estándar **G_{SV}** utilizando las tablas de factor de corrección por temperatura **CTL** (Norma ASTM 1250 "Petroleum Measurement Tables – Volume Correction Factors Volume 1: Table 6A – Generalized Crude Oils volume correction to $60^\circ F$):

$$G_{SV} = G_{OV} * CTL \quad (22)$$

Calculado el volumen estándar se calcula el volumen neto **NSV** utilizando el factor de BS&W:

$$NSV = GSV * Factor \text{ BS \& W} \quad (23)$$

El factor BS&W se calcula de la siguiente manera:

$$Factor \text{ BS \& W} = 1 - \left(\frac{\% \text{ BS \& W}}{100} \right) \quad (24)$$

Donde,
%SW es determinado por método Karl Fischer

CÁLCULO DE CANTIDADES USANDO MEDICIÓN DINÁMICA.

Densidad del líquido:

- ✓ Debe ser determinada por normas técnicas apropiadas, o si es necesario por correlaciones propias o ecuaciones de estado. La densidad de flujo de líquido es determinada de la siguiente expresión:

$$RHO_{tp} = RHO_b * CTL * CPL \quad (25)$$

y

$$\frac{RHO_{tp}}{RHO_b} = CTL * CPL \quad (26)$$

Donde:

RHO_{tp} = Densidad de flujo de líquido.

RHO_b = Densidad base.

CTL = Factor de corrección por efecto de temperatura.

CPL = Factor de corrección por efecto de presión.

Donde RHO_b (Densidad base) tiene que ser conocido para el cálculo de RHO_{tp} .

RHO_b . Se puede hallar en el API MPMS 12.1. Apéndice B.

Determinación del volumen indicado (IV):

- ✓ El IV es el cambio en la lectura del medidor que ocurre durante un recibo o entrega. El IV es obtenido por sustraer la lectura del medidor de apertura (MR_o) de la lectura de cierre del medidor (MR_c).

$$IV = MR_c - MR_o \quad (27)$$

Donde:

IV = Volumen indicado

MRc = Lectura del cierre del medidor

MRo = Lectura de apertura del medidor

Determinación del volumen estándar bruto:

- ✓ El GSV es correlacionado por la siguiente expresión física:

$$GSV = Mass/RHO_b \quad (28)$$

y la masa de la cantidad medida es cuantificada por:

$$Mass = IV * MF * RHO_{tp} \quad (29)$$

- ✓ Como resultado, el GSV puede ser calculado por sustituir varios términos para llegar a la siguiente expresión:

$$GSV = IV * CTL * CPL * MF \quad (30)$$

Donde:

GSV = Volumen estándar bruto

Mass = Masa de la cantidad medida

RHO_b = Densidad base

IV = Volumen indicado

MF = Factor del medidor

RHO_{tp} = Densidad de flujo de líquido.

Determinación del volumen estándar neto:

Es el volumen equivalente de líquido a sus condiciones base que no incluye volúmenes de agua y sedimento.

$$NSV = GSV * CSW \quad (31)$$

Donde:

CSW = Factor de corrección por agua y sedimentos

Factores de corrección del acero del probador:

Los factores de corrección del probador son empleados para tener en cuenta los cambios en el volumen del probador debido a efectos de presión y temperatura sobre el acero.

1. CTS: Corrige la expansión o contracción térmica del acero en la carcasa del probador debido al promedio de temperatura del líquido en el probador.

2. CPS: Corrige la expansión o contracción por presión del acero en la carcasa del probador debido a la presión promedio del líquido en el probador.
- ✓ Cuando el volumen del contenedor a condiciones base (V_b) es conocido, el volumen a cualquier otra temperatura y presión (V_{tp}) puede ser calculado de la siguiente expresión:

$$V_{tp} = V_b * CTS * CPS \quad (32)$$

Donde:

V_{tp} = Volumen del contenedor a determinada presión y temperatura.

V_b = Volumen del contenedor a condiciones base.

Corrección por efecto de la temperatura sobre el acero:

- ✓ El cambio de temperatura es proporcional al coeficiente cúbico de la expansión térmica del material.
- ✓ El CTS puede ser calculado de la siguiente manera:

$$CTS = 1 + [(T - T_b) * G_c] \quad (33)$$

Donde:

G_c = Coeficiente medio de expansión térmica por grado de temperatura del material del cual el contenedor está hecho T_b y T .

T_b = Temperatura base.

T = Temperatura media del líquido en el contenedor.

Si el coeficiente de expansión cúbico no es conocido el valor de G_c puede calcularse de la tabla 15.

Corrección por efecto de la presión sobre el acero (CPS):

- ✓ El CPS puede ser calculado así:

$$CPS = 1 + [(P - P_b) * (ID)] / (E * WT) \quad (34)$$

- ✓ Asumiendo que $P_b = 0$, la ecuación se simplifica a:

$$CPS = 1 + [(P * ID)] / (E * WT) \quad (35)$$

y

$$ID = OD - (2 * WT) \quad (36)$$

Tabla 15 Coeficiente de expansión térmico para el acero (Gc, Ga, GI)

Tipo de acero	Coeficiente de expansión térmico	
	(por °F)	(por °C)
A. Coeficiente cúbico, Gc		
Carbón mild	1.86E-05	3.35E-05
Inoxidable 304	2.88E-05	5.18E-05
Inoxidable 316	2.65E-05	4.77E-05
Inoxidable 17-4PH	1.80E-05	3.24E-05
B. Coeficiente de área, Ga		
Carbón mild	1.24E-05	2.23E-05
Inoxidable 304	1.92E-05	3.46E-05
Inoxidable 316	1.77E-05	3.18E-05
Inoxidable 17-4PH	1.20E-05	2.16E-05
C. Coeficiente lineal, GI		
Carbón mild	6.20E-05	1.12E-05
Inoxidable 304	9.60E-05	1.73E-05
Inoxidable 316	8.83E-05	1.59E-05
Inoxidable 17-4PH	6.00E-05	1.08E-05

Donde:

P = Presión de operación interna del probador.

P_b = Presión base.

ID = Diámetro interno del contenedor.

E = Módulo de elasticidad del material del contenedor. (Mediante tabla 16).

OD = Diámetro externo del contenedor.

WT = Espesor de pared del contenedor.

Tabla 16 Módulo de elasticidad para contenedores de acero

Tipo de acero	Módulo de elasticidad		
	(por psi)	(por bar)	(por kPa)
Carbón mild	3.00E+07	2.07E+06	2.07E+08
Inoxidable 304	2.80E+07	1.93E+06	1.93E+08
Inoxidable 316	2.80E+07	1.93E+06	1.93E+08
Inoxidable 17-4PH	2.85E+07	1.97E+06	1.97E+08

Factor del medidor y factor del medidor compuesto (MF y CMF).

- ✓ El MF es determinado en el momento de la calibración por la siguiente expresión:

$$MF = GSV_p / ISV_m \quad (37)$$

Donde:

GSV_p = Volumen bruto estándar del probador

ISV_m = Volumen estándar indicado del medidor

- ✓ El CMF puede ser aplicado donde la gravedad, temperatura y presión son consideradas constantes durante el periodo de medición, o cambios anticipados en estos parámetros resultan en inaceptables incertidumbres para las partes involucradas o un acuerdo por las partes por conveniencia. El CMF es determinado en el momento de la calibración por la siguiente expresión:

$$CMF = CPL_m * MF \quad (38)$$

Factor-K y factor-K compuesto (KFs y CKFs):

- ✓ Para algunas aplicaciones estos factores son utilizados para eliminar la necesidad de aplicar factor de corrección al medidor para el IV. El medidor es electrónicamente ajustado en el momento de la calibración para asegurar que el factor del medidor es aproximadamente la unidad.
- ✓ Un nuevo factor-K es determinado en el momento de la calibración por la siguiente expresión:

$$Nuevo\ KF = (Viejo\ KF) / CMF \quad (39)$$

- ✓ El CKF puede ser usado en aplicaciones donde la gravedad, temperatura y presión son aproximadamente constantes durante el periodo de medición. El nuevo CKF es determinado en el momento de la calibración del medidor por la siguiente expresión:

$$Nuevo\ CKF = (Viejo\ CKF) / CMF \quad (40)$$

Factores de corrección combinados (CCF, CCF_P, CCF_m):

- ✓ Cuando se multiplica un número grande (por ejemplo, un IV) por un número pequeño (por ejemplo, un factor de corrección) una y otra vez, una disminución de la precisión puede ocurrir en los cálculos. Además, errores pueden ocurrir en cálculos matemáticos debido a la secuencia y redondeo entre diferentes programas. Con el fin de minimizar estos errores, la industria seleccionó un método que combina factores de corrección en una secuencia especificada y niveles de discriminación máximos. El método para combinar dos o más factores de corrección es primero obtener un CCF por multiplicación serial de los factores de corrección individuales y redondeo del CCF a un número requerido de decimales.
- ✓ Tres CCF_s han sido adoptados para minimizar errores en el cálculo:
 - a. Para cálculos en los tickets de medición para determinar GSV:

$$CCF = \frac{CTL * CPL * MF}{O} \quad (41)$$

$$CCF = CTL * CPL * CMF \quad (42)$$

Nota: Cuando se usa lecturas de temperatura del medidor compensadas (MR_o , MR_c , IV), el valor del CTL debe ser establecido a 1.0000 para cálculos del CCF en los tickets de medición.

Nota: Cuando se use un CMF, el valor del CPL debe ser establecido como 1.0000 para cálculos del CCF en los tickets de medición.

- b. Para cálculos de calibración de medidores, determine GSV_p ,

$$CCF_p = CTS_p * CPS_p * CTL_p * CPL_p \quad (43)$$

- c. Para cálculos de calibración de medidores, determine ISV_m ,

$$CCF_m = CTL_m * CPL_m \quad (44)$$

Nota: Cuando se usa lecturas del medidor compensadas (MR_o , MR_c , ISV_m), el valor del CTL debe ser establecido como 1.0000 para el cálculo del CCF_m en el reporte de la calibración.

CAPÍTULO 13. CONTROLES ESTADÍSTICOS DE MEDICIÓN

Evaluación de tendencias en un solo conjunto de datos del factor del medidor:

- ✓ Los factores del medidor deben ser evaluados en secuencia para determinar si hay un lapso de tiempo de tendencia relacionado debido a cambios operacionales de los parámetros o mal funcionamiento del equipo.
- ✓ Los análisis de tendencias pueden no ser prácticos o viables en costos, todas las veces que se determine un factor del medidor. Se recomienda analizar periódicamente los datos de la calibración de un medidor para determinar que las condiciones de calibración son consistentes con las operaciones actuales.
- ✓ Además de los datos del factor del medidor, se debe acompañar cada uno con datos respectivos de caudal, temperatura y fecha de realización

de la prueba. A través de un estudio histórico de factores del medidor obtenidos, se debe determinar para qué caudales es apropiado realizar el respectivo análisis. Por ejemplo, en la tabla 17, el medidor opera entre 280 y 320 bph un 95% de veces, por consiguiente los factores del medidor que están fuera de este rango deben ser excluidos, a menos que las curvas gráficas y la historia operacional establezcan la linealidad del medidor para cualquier caudal de flujo.

Tabla 17 Datos de estadísticos históricos en el caudal de flujo

Caudal de flujo (bph)	Ocurrencia histórica (porcentaje)	Ocurrencia acumulativa (porcentaje)
220 a 230	0.25	0.25
230 a 240	0.25	0.50
240 a 250	0.5	1
250 a 260	1	2
260 a 270	1	3
270 a 280	2	5
280 a 290	10	15
290 a 300	40	55
300 a 310	30	85
310 a 320	15	100

Análisis de incertidumbre de un solo conjunto de datos de calibración del medidor:

- La *incertidumbre aleatoria* de mediciones individuales en un conjunto de datos en relación a la media real es el producto de la desviación estándar y factores estadísticos para convertir la desviación normal a incertidumbre. La incertidumbre de cada medición en un conjunto se expresa así:

$$a(x) = [T(\%, n)][s(x)] \quad (45)$$

Donde:

$s(x)$ = Desviación estándar

$T(\%, n)$ = Factor de conversión estadístico

Para conjuntos de mediciones grandes (mayores a 25), los factores de conversión de incertidumbres para la desviación, $T(\%)$, versus nivel de confianza se muestran en la tabla 18.

En medición de custodia, el 95% del nivel de confianza es generalmente usado para el análisis y reporte de incertidumbres en valores medidos. No obstante otros niveles de confianza pueden ser usados para mediciones específicas. La incertidumbre aleatoria de mediciones individuales en un conjunto pequeño se estima así:

La incertidumbre aleatoria de la media calculada en un conjunto de n medidas se estima con la siguiente ecuación:

$$a(\bar{x}) = \frac{a(x)}{\sqrt{n}} \quad (48)$$

Tabla 18 Factores de conversión de incertidumbre para distribución normal.

Límite de confianza (%)^a	Factor de conversión, T (%)
50	0.6745
68.3	1.00
90	1.645
95	1.960
95.5	2.00
99	2.576
99.7	3.00

Análisis de incertidumbre de medias móviles de una serie del MF.

En ocasiones es necesario evaluar una serie móvil de factores del medidor cuando pocos valores se tienen disponibles para análisis estadístico después de iniciar la puesta en marcha de un medidor. En la tabla 19, se muestra los factores del medidor promedio evaluados en series móviles. La figura 17 es una representación de la variación que se presenta entre los factores del medidor individuales y los factores promedio móvil del medidor, los MF promedio móvil tienen menor variación con respecto a los factores individuales y su variación disminuye con el incremento de valores de factor promedio móvil. Las figuras 18 y 19 grafican la incertidumbre de los factores individuales y promedio con sus respectivos factores del medidor. La incertidumbre en las dos situaciones disminuye significativamente con el incremento de la secuencia de factores del medidor.

Cartas de control del factor del medidor con límites fijos:

- ✓ Cuando se grafica en una carta de control, una serie de factores del medidor obtenidos en un periodo de tiempo bajo condiciones normales de operación, se observará una banda de dispersión por encima del valor promedio. La amplitud de esta banda depende de las condiciones mecánicas del medidor y probador, la uniformidad del fluido y la constancia de la temperatura y presión del flujo. Una carta de control del factor del medidor claramente ilustra las variaciones de este factor y alerta al operador de cambios en las condiciones que de otra forma no podrían ser notadas.

Tabla 19 Ejemplo. Resumen estadístico de series móviles de factores del medidor promedios. (Tomado de API MPMS, chapter 13, section2)

No de secuencia de serie	Valores estadísticos de secuencias móviles individuales			Valores estadísticos de la media total móvil	
	MF	Desviación estándar, $s(MF)$	Incertidumbre, $a(MF)$	\overline{MF}	Incertidumbre, $a(\overline{MF})$
1	0.9996				
2	1.0012	0.0011	± 0.0140	1.0004	± 0.0099
3	0.9993	0.0010	± 0.0043	1.0000	± 0.0025
4	1.000	0.0009	± 0.0029	1.0002	± 0.0014
5	1.0005	0.0008	± 0.0022	1.0003	± 0.0010
6	0.9990	0.0009	± 0.0023	1.0001	± 0.0009
7	1.0004	0.0008	± 0.0020	1.0001	± 0.0007
8	1.0013	0.0009	± 0.0021	1.0003	± 0.0008
9	1.0000	0.0008	± 0.0018	1.0002	± 0.0006
10	1.0018	0.0009	± 0.0020	1.0004	± 0.0006

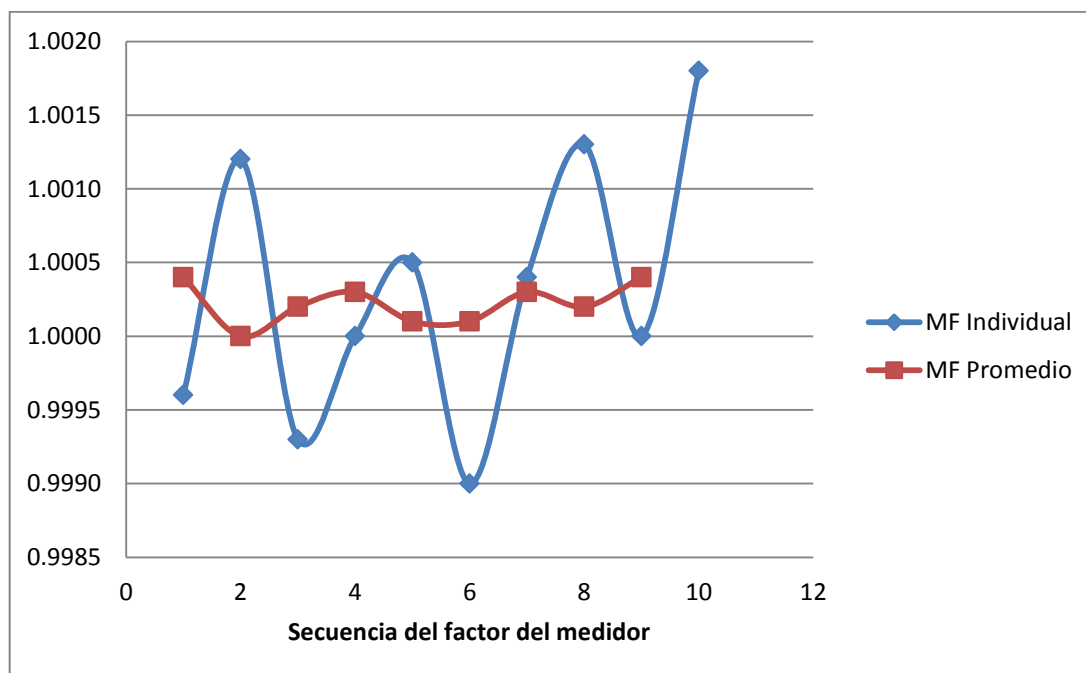


Fig. 17 Factor del medidor individual y promedio móvil.

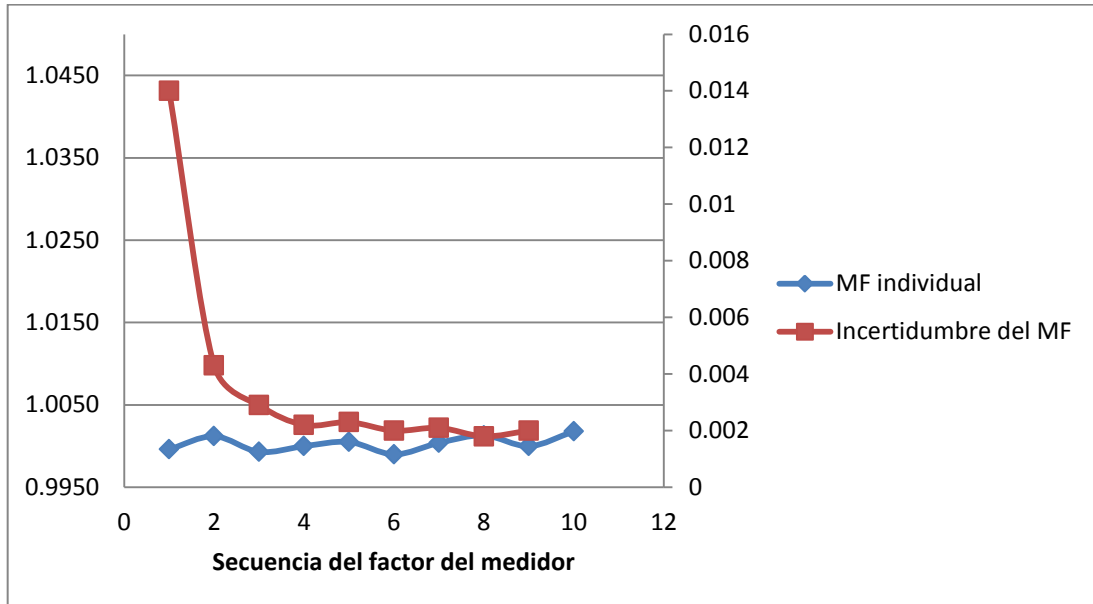


Fig. 18 Incertidumbre del factor del medidor individual en relación con la media móvil.

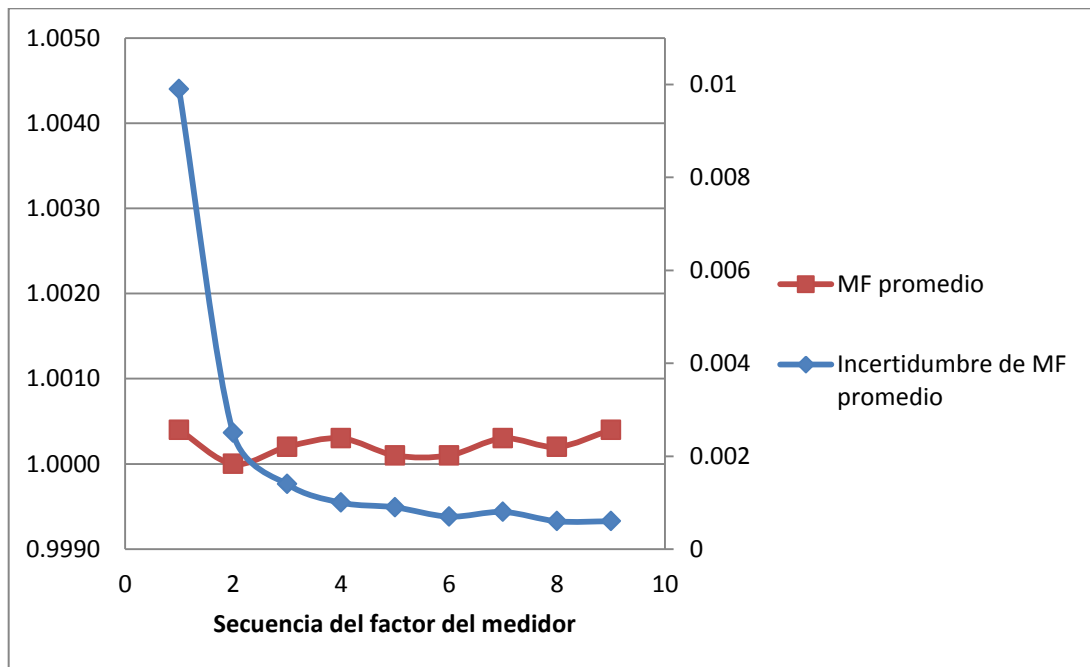


Fig. 19 Incertidumbre del factor del medidor promedio en relación con el factor del medidor promedio.

- ✓ Cuando se grafica en una carta de control, una serie de factores del medidor obtenidos en un periodo de tiempo bajo condiciones normales
- ✓ Las cartas de control están disponibles en el momento de la calibración del medidor.

Límites de control:

- ✓ Los límites de control se establecen como un criterio para varios niveles de actividades para responder a cambios inusuales en factores del medidor. Los límites de control pueden estar basados en variaciones estadísticas de cada medidor individual o un grupo de medidores o se pueden fijar de acuerdo a la experiencia y consentimiento mutuo de las partes involucradas en la transferencia de custodia.
- ✓ Los límites de control establecidos estadísticamente normalmente se basarían en los rangos de confianza de niveles listados en la tabla 20.

Tabla 20 Niveles de control estadísticos

<i>Nivel de control</i>	<i>Nivel de confianza</i>
Advertencia	90% a 95%
Acción	95% a 99%
Tolerancia	99% y mayor

El nivel de *control de advertencia* puede indicar cuando es apropiado llevar a cabo las siguientes actividades:

- a. Examinar el equipo de calibración del medidor.
- b. Evaluar la estabilidad de las condiciones de operación.
- c. Examinar fugas en las válvulas.
- d. Examinar cálculos.

El nivel de *control de acción* puede indicar la consideración de cualquiera de las siguientes actividades:

- a. Recalibración de instrumentación.
- b. Inspección, ajuste, limpieza y reparación mecánica del equipo.

El nivel de *control de tolerancia* puede indicar la consideración del desarrollo de las siguientes actividades.

- a. La realización de auditorías o revisión de todos los equipos y procedimientos de cálculo.
- b. Revisión de la adecuación de las facilidades de transferencia de custodia por cambios potenciales en el equipo.
- c. Realiza análisis de laboratorio de los fluidos medidos para verificar propiedades usadas en los cálculos y para controlar las condiciones de operación.

Los límites para el control pueden estar establecidos en las cartas de control del factor del medidor como se muestra en la figura 20.

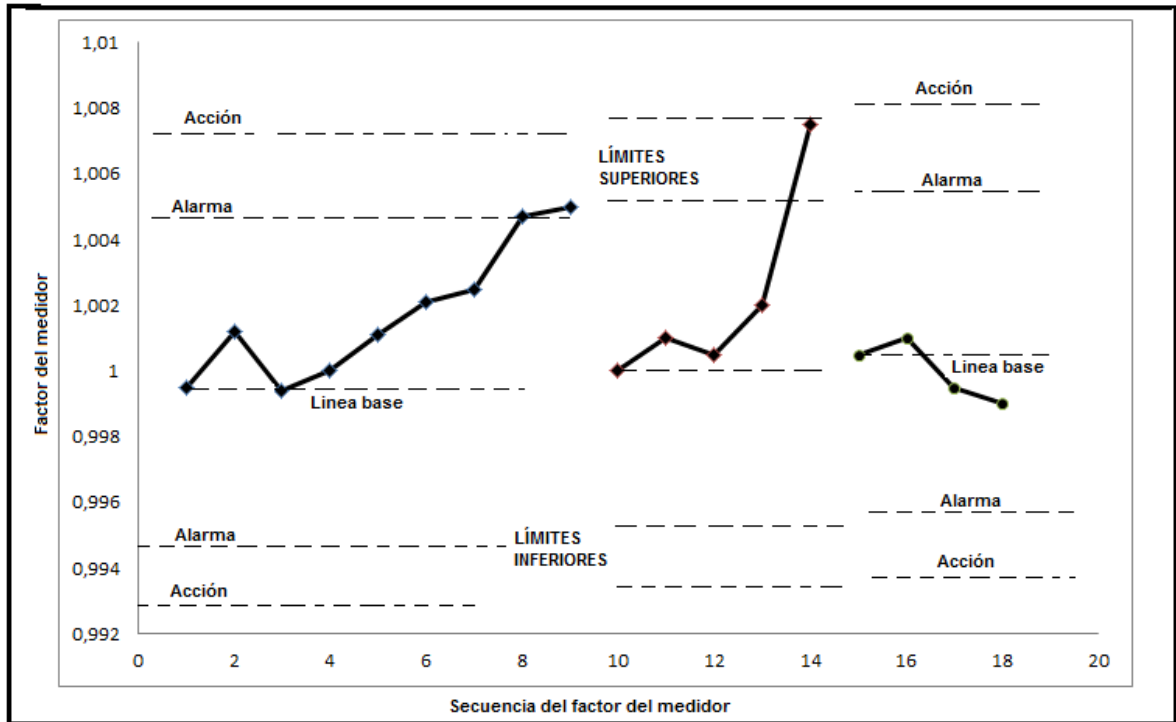


Fig. 20 Carta de control del factor del medidor con límites fijos.

Las líneas en las cartas de control para cambios absolutos en factores del medidor consecutivos, se calculan con las siguientes fórmulas:

a. Línea central (CL):

$$CL = \bar{\bar{w}}(\text{cambio promedio general}) \quad (49)$$

$$\bar{\bar{w}} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_n}{n} \quad (50)$$

b. Límite de acción superior (UAL):

$$UAL = \bar{\bar{w}} + [Z(95,5)][\bar{w}(w)] \quad (51)$$

c. Límite de acción inferior (LAL):

$$LAL = \bar{\bar{w}} - [Z(95,5)][\bar{w}(w)] \quad (52)$$

CAPÍTULO 14. MEDICIÓN DE GAS NATURAL MEDIANTE MEDIDOR DE ORIFICIO

Especificaciones de la platina de orificio:

Un medidor de orificio es un dispositivo de medición de flujo que produce una presión diferencial para calcular el caudal de flujo. El medidor consiste de los siguientes elementos:

- Una platina de orificio concéntrica de borde cuadrado.
- Un porta platina de orificio que consiste de un conjunto de bridas de orificio (o un arreglo de orificios) equipados con los sensores de presión diferencial apropiados.
- Un tubo medidor consistente de secciones de tubería adyacentes.

Los símbolos para las dimensiones de la platina de orificio son mostrados en la figura 21.

Caras de la platina de orificio:

- ✓ Las caras aguas arriba y aguas abajo deben ser planas. Las desviaciones de la superficie plana deben ser menor a 1% que la altura de la barrena, la altura de la barrena puede ser calculada de $(D_m - d_m)/2$.

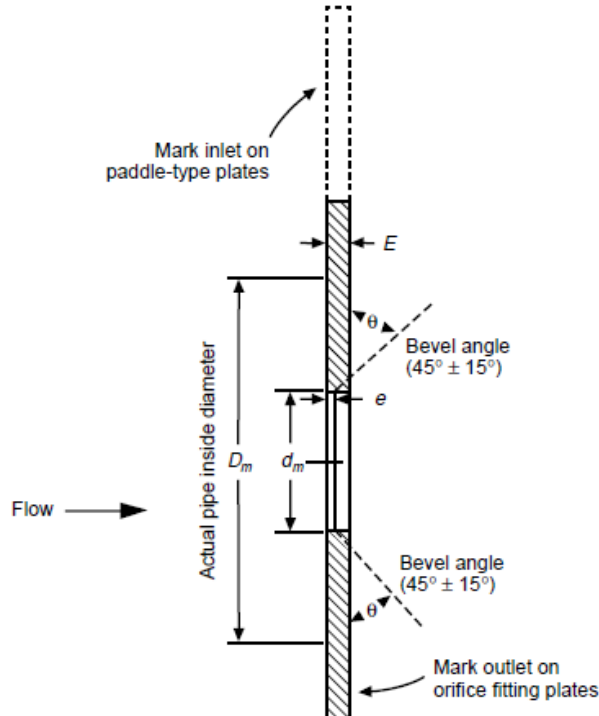


Fig. 21 Símbolos para las dimensiones de la platina de orificio

- ✓ La rugosidad de la superficie de las caras de la platina de orificio no debe tener abrasiones visibles a simple vista que excedan las 50

micropulgadas R_a . La rugosidad de la superficie de la platina de orificio puede ser verificada mediante el uso de un instrumento promediador de rugosidad de superficie electrónico.

- ✓ Se debe tener cuidado para mantener la platina limpia y libre de acumulación de materiales sucios, hielo, grasa, aceite, crudo, agua libre y otros materiales extraños, se debe instruir un horario regular de inspección (diario, semanalmente, mensualmente, etc...). El daño y/o la acumulación de material extraño sobre la platina de orificio pueden resultar en una incertidumbre mayor para el coeficiente de descarga de la platina de orificio. Después de cualquier inspección de la platina, se debe limpiarla totalmente antes de ser puesta nuevamente en servicio.

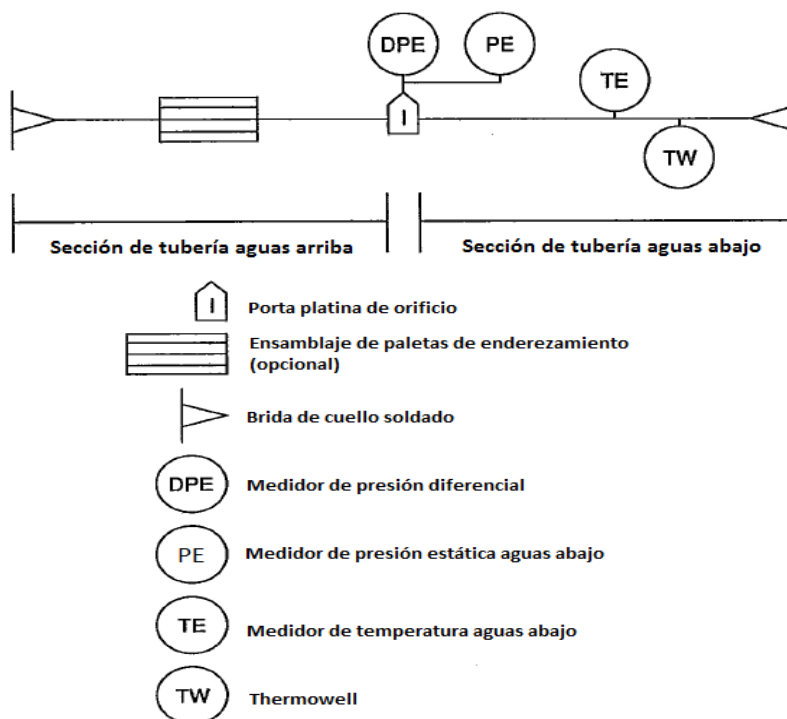


Fig. 22 Medidor de orificio

Borde del agujero de la platina de orificio:

- ✓ El borde aguas arriba del agujero de la platina de orificio debe ser recto y afilado. Se puede estimar el apropiado afilado mediante la comparación del borde del agujero de la platina con el borde del agujero de una platina de referencia apropiada del mismo diámetro nominal.
- ✓ Los bordes aguas arriba y aguas abajo de la platina deben estar libres de defectos visibles a simple vista, tales como rugosidad, manchas, golpes y roturas.

Espesor del agujero de la platina de orificio (e):

- ✓ La superficie interna del agujero de la platina debe ser de la forma de un cilindro de diámetro constante sin defectos, tales como ranuras, aristas, protuberancias o huecos visibles a simple vista. La longitud del cilindro es el espesor del agujero de la platina de orificio (e).
- ✓ El espesor mínimo del orificio de la platina (e) es definido por $e \leq 0.02D_r$ o $e < 0.125 d_r$. El espesor máximo permitido para el agujero de la platina (e) es definido por $e \leq 0.02D_r$ o $e \leq 0.125 d_r$.

Espesor de la platina de orificio (E):

- ✓ Los valores de espesor (E) máximos, mínimos y recomendados para platinas de orificio para tipos acero inoxidable 304 y 316 están dados en la tabla 21.
- ✓ Para fluidos incomprensibles, la presión diferencial máxima para la platina está limitada por la integridad estructural del arreglo del diseño. La presión diferencial máxima debe estar limitada a los datos mostrados en la tabla 21. Si se exceden estos valores, se debe consultar al fabricante para el diseño de los arreglos. Además, las condiciones de flujo aguas abajo de la platina de orificio tienen que permanecer por encima de la presión de vapor local del flujo. Se debe consultar al fabricante para determinar la máxima presión diferencial permisible durante el cambio de platinas de orificio bajo condiciones de flujo.
- ✓ Operadores deben tener en cuenta, los errores de medición significantes cuando hay una amplia oscilación de altos a bajos flujos o durante un periodo de flujo bajo. Generalmente, la operación entre el 10% y 90% del lapso diferencial calibrado es considerada como buena práctica.

Bisel de la platina (Bevel angle, θ).

El ángulo bisel de la platina, es definido como el ángulo entre la superficie inclinada interior del agujero y la cara de la platina aguas abajo. El valor permitido para este ángulo es de 45 grados \pm 15 grados. La superficie del ángulo bisel no debe tener defectos vistos a simple vista. Si se requiere bisel, su dimensión mínima (E-e), medida a lo largo del eje del orificio no debe ser menor que 0.0625 (1/16) in.

Especificaciones del tubo de medición:

El tubo medidor se define como una tubería recta aguas arriba, del mismo diámetro que halla en la instalación, incluyendo acondicionadores de flujo, si se usan, la porta platina de orificio y la tubería similar aguas abajo más allá de la platina de orificio (ver figura 23).

Tabla 21 Espesor de la platina de orificio y presión diferencial máxima permisible basada en el límite estructural.

Tamaño nominal de la tubería (NPS) (in)	Diámetro interno de la tubería (in)	Espesor de la platina de orificio, E (in)			ΔP ("H ₂ O) máxima permisible	ΔP ("H ₂ O) máxima permisible
		Mínimo	Máximo	Recomendado	Montaje de orificio	Brida de orificio
2	1,687	0,115	0,130	0,125	1000	1000
	1,939	0,115	0,130	0,125	1000	1000
	2,067	0,115	0,130	0,125	1000	1000
3	2,300	0,115	0,130	0,125	1000	1000
	2,624	0,115	0,130	0,125	1000	1000
	2,900	0,115	0,130	0,125	1000	1000
	3,068	0,115	0,130	0,125	1000	1000
4	3,152	0,115	0,130	0,125	1000	1000
	3,438	0,115	0,130	0,125	1000	1000
	3,826	0,115	0,130	0,125	1000	1000
	4,026	0,115	0,130	0,125	1000	1000
6	4,897	0,115	0,163	0,125	345	1000
	5,187	0,115	0,163	0,125	345	1000
	5,761	0,115	0,192	0,125	345	1000
	6,065	0,115	0,192	0,125	345	1000
8	7,625	0,115	0,254	0,250	1000	1000
	7,981	0,115	0,319	0,250	1000	1000
	8,071	0,115	0,319	0,250	1000	1000
10	9,562	0,115	0,319	0,250	570	1000
	10,020	0,115	0,319	0,250	570	1000
	10,136	0,115	0,319	0,250	570	1000
12	11,374	0,175	0,379	0,250	285	1000
	11,938	0,175	0,398	0,250	285	1000
	12,090	0,175	0,398	0,250	285	1000
16	14,688	0,175	0,490	0,375	465	1000
	15,000	0,175	0,500	0,375	465	1000
	15,025	0,175	0,500	0,375	465	1000
20	18,812	0,240	0,505	0,375	235	1000
	19,000	0,240	0,505	0,375	235	1000
	19,250	0,240	0,505	0,375	235	1000
24	22,624	0,240	0,505	0,500	360	1000
	23,000	0,240	0,562	0,500	360	1000
	23,250	0,240	0,562	0,500	360	1000
30	28,750	0,370	0,562	0,500	180	1000
	29,000	0,370	0,578	0,500	180	1000
	29,250	0,370	0,578	0,500	180	1000

Notas:

1. La presión diferencial máxima permisible es limitada a 1,000 in de columna de agua, el cual es el límite del coeficiente de descarga.
2. La presión máxima diferencial aplica a platinas de acero inoxidable a la temperatura máxima de 150°F y para los recomendados espesores de la platina.

3. Para la presión diferencial máxima permisible para otros espesores de platina referirse al apéndice 2-E del API MPMS chapter 14.3.2
4. A presiones diferenciales muy altas, el usuario debe cuidadosamente considerar los efectos termodinámicos asociados, tales como cambios de temperatura resultado del efecto de Joule-Thompson como el paso de corriente a través del orificio y los límites sobre $\Delta P/P_f$ en particular a bajas presiones. La reducción repentina de presión resultará en cambios de temperatura y densidad.

La sección aguas arriba del tubo medidor se define como la longitud de la tubería que va desde la cara aguas arriba de la platina hasta el cambio más cercano de área de sección transversal o cambio en el eje del centro de línea de la tubería. No debe haber conexiones en la tubería dentro las secciones del tubo aguas arriba o agua debajo de los límites especificados a excepción de los tomas de presión, medidores de temperatura, arreglos de acondicionadores de flujo, porta platinas de orificio y bridas del tubo necesarias para conectar secciones del medidor. Cualquier soldadura aguas abajo dentro de 0.5D o 2 pulgadas desde la cara aguas abajo de la platina de orificio tienen que ser maquinados. Para cualquier conexión de bridas aguas abajo dentro de 0.5D o 2 pulgadas, se debe tener cuidado para evitar protuberancia de la empaquetadura en la línea.

Superficie interna:

Cubre las secciones del tubo medidor para las cuales la porta platina de orificio está unida o las secciones de tubería adyacente que constituyen parte del tubo medidor. La rugosidad de la superficie interna debe ser medida a aproximadamente la misma ubicación axial interna usada para determinar y verificar el diámetro interno de la tubería del medidor. Se deben tomar un mínimo de cuatro valores de rugosidades. El promedio de estas cuatro o más mediciones define la rugosidad de la superficie interna del medidor.

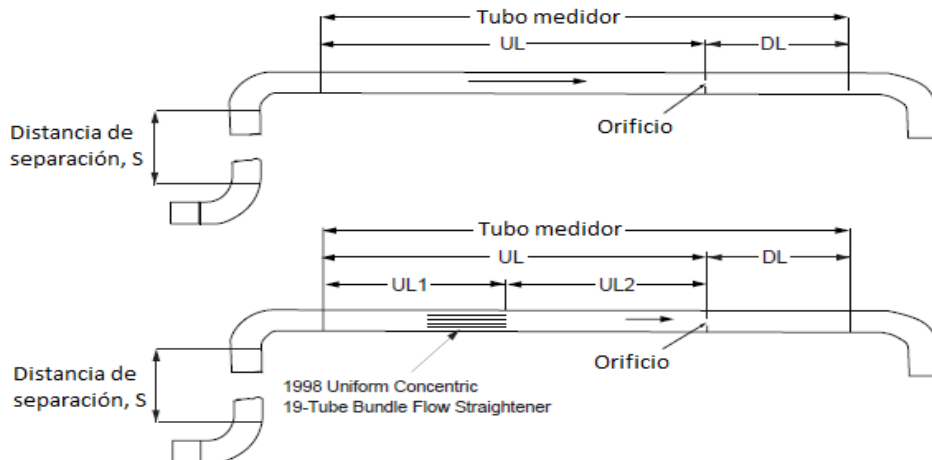


Fig. 23 Layout del tubo medidor de orificio para entradas soldadas o con bridas.

Para lecturas del medidor con diámetro nominal de 12 pulgadas o más pequeños:

- a. La máxima rugosidad del tubo del medidor no debe exceder 300 micropulgadas R_a si la relación de diámetros son igual o menor a 0.6.
- b. La rugosidad máxima del tubo del medidor no debe exceder 250 micropulgadas R_a si la relación de diámetros (β_r) es mayor o igual a 0.6.
- c. La rugosidad mínima no debe ser menor a 34 micropulgadas para cualquier relación de diámetros.

Para lecturas del medidor con diámetro nominal mayor a 12 pulgadas.

- a. La rugosidad máxima del tubo del medidor no debe exceder las 600 micropulgadas R_a si la relación de diámetro (β_r) es igual o menor que 0.6.
- b. La máxima rugosidad del tubo del medidor no debe exceder 500 micropulgadas si β_r es mayor o igual a 0.6.
- c. La rugosidad mínima del tubo del medidor no debe ser menor que 34 pulgadas para cualquier relación de diámetros.

Se debe ejercer cuidado para mantener limpio el interior del tubo del medidor y libre de acumulación de suciedades, grasa, hielo, aceite, líquido libre y otros materiales extraños para extender la vida útil. La acumulación o daño por materiales extraños en el tubo del medidor puede resultar en una incertidumbre mayor para el coeficiente de descarga de la platina de orificio. Para asegurar la medida de flujo precisa, el fluido debe entrar en la platina de orificio con un desarrollado perfil de flujo libre de remolinos. Tal condición es lograda mediante el uso de acondicionadores de flujo y longitudes adecuadas de tubería asociada de tubería recta aguas arriba y aguas abajo desde la platina de orificio. Cualquier distorsión seria del perfil de flujo medio o un incrementado nivel de pulsación de flujo producirá errores en la medición.

Generalmente, la longitud de la tubería de medición para instalaciones con o sin enderezadores de flujo no son sensitivos a variaciones del número de Reynolds dentro de los límites especificados. Excepciones para el caso sin acondicionadores de flujo son dos codos de 90 grados en planos perpendiculares, separados por un espaciador menor o igual a $5D_i$, o cualquier otra instalación generadora de remolino.

Tablas de instalación

La tabla 22 proporciona las longitudes de instalación mínimas requeridas para tubos medidores sin acondicionadores de flujo. El diseño de nuevas instalaciones debe ser de las longitudes citadas para las relaciones de diámetros (β_r) igual a 0.75. Longitudes del tubo medidor aguas arriba mayores de las mostradas en la tabla 2 son deseables.

Tabla 22 Requerimientos de instalación del medidor de orificio sin acondicionador de flujo

Relación de diámetros β	Mínima longitud del tubo medidor recto sin obstáculos desde el lado aguas arriba de la platina de orificio (en múltiplos del diámetro de tubería interna, Di)										Longitud del tubo medidor aguas abajo
	a. Un solo codo 90° b. Dos codos 90° en el mismo plano con $S > 30 D_i$ c. Dos codos de 90° en planos perpendiculares con $S > 15 D_i$	Dos codos de 90° en el mismo plano configuración "S" espaciada $S \leq 10 D_i$	Dos codos de 90° en el mismo plano. Configuración "S" $10 D_i < S \leq 30 D_i$	Dos codos de 90° en planos perpendiculares $S < 5 D_i$	Dos codos de 90° en planos perpendiculares $5 D_i \leq S \leq 15 D_i$	Un solo tee de 90° usada como un codo pero no como un elemento divisor.	a. Un solo codo de 45°. b. Dos codos de 45° en el mismo plano de configuración "S" $S \geq 22 D_i$	Válvula de compuerta a por lo menos 50% abierta	Reductor concéntrico	Cualquiera otra configuración	
	UL	UL	UL	UL	UL	UL	UL	UL	UL	UL	DL
≤ 0.20	6	10	10	50	19	9	30	17	6	70	2.8
0.30	11	10	12	50	32	9	30	19	6	108	3.0
0.40	16	10	13	50	44	9	30	21	6	145	3.2
0.50	30	30	18	95	44	19	30	25	7	145	3.5
0.60	44	44	30	95	44	29	30	30	9	145	3.9
0.67	44	44	44	95	44	36	44	35	11	145	4.2
0.75	44	44	44	95	44	44	44	44	13	145	4.5
Longitud recomendada para el rango máximo $\beta \leq 0.75$	44	44	44	95	44	44	44	44	13	145	4.5

-UL = Longitud mínima del tubo medidor aguas arriba de la platina de orificio en diámetros internos de tubería (Di) (ver figura 5). La longitud recta debe ser medida desde el extremo aguas debajo de la porción curvada del codo más cercano o de la tee o del extremo aguas debajo de la porción cónica del reductor o expansor.

-DL = Longitud mínima del tubo medidor aguas abajo en diámetros de tubería interna (Di). (ver figura 5).

-S = Distancia de separación entre los elementos de tubería en diámetros de tubería internos (Di) medidos desde el extremo aguas debajo de la porción curvada del codo aguas arriba hasta el extremo aguas arriba de la porción curvada del codo aguas abajo.

-*Estas instalaciones exhiben el marcado efecto del número de Reynolds y la rugosidad de la tubería sobre la longitud recomendada debido a la tasa de descomposición de turbulencia. Las recomendaciones presentes han sido desarrolladas para número de Reynolds altos y tubería lisa.

Cálculo del flujo de gas

La ecuación aceptada para flujo másico a través de un medidor de orificio concéntrico de borde cuadrado es:

$$q_m = C_d E_v Y (\pi/4) d^2 \sqrt{2 g_c \rho_{t,p} \Delta P} \quad (53)$$

Donde:

C_d = Coeficiente de descarga de la platina de orificio
 d = Diámetro del agujero de la platina de orificio calculado a la temperatura de flujo (T_f).

ΔP = Presión diferencial del orificio.

E_v = Velocidad del factor de enfoque.

g_c = Constante de conversión dimensional.

π = Constante universal = 3,14159

q_m = Caudal de flujo másico.

$\rho_{t,p}$ = Densidad del fluido a las condiciones de flujo.

Y = Factor de expansión.

La derivación de la ecuación se basa en la ley de conservación de masa y energía, flujo dinámico en una dimensión, funciones empíricas como la ecuación de estado y estados de procesos termodinámicos. Cualquier derivación es precisa cuando todas las suposiciones usadas para desarrollar la ecuación son válidas. Consecuentemente un coeficiente empírico de descarga para la platina de orificio se aplica a la ecuación teórica para ajustar los efectos dinámicos de flujo viscoso. Además un factor de expansión empírico se aplica a la ecuación teórica para ajustarla por la reducción en la densidad del fluido que un fluido compresible experimenta cuando pasa a través de la platina de orificio. El flujo de gas natural en la línea es calculado en algunos software mediante la siguiente fórmula:

$$q_h = C' \sqrt{h_w * p_f} \quad (54)$$

Donde:

q_h = Caudal de flujo a condiciones base, cfh

C' = constante de flujo.

h_w = presión diferencial en pulgadas de agua a 60°F

p_f = presión estática absoluta, psia

C' se conoce como el coeficiente de flujo y es obtenida por la multiplicación del factor base del orificio, F_b , por varios factores de corrección que son determinados mediante las condiciones de operación, requerimientos de contrato y la naturaleza física de la instalación. Se expresa en la siguiente ecuación:

$$C' = (F_b)(F_r)(Y)(F_{pb})(F_{tb})(F_{tf})(F_g)(F_{pv})(F_m)(F_t)(F_a) \quad (55)$$

Donde:

F_b = Factor base del orificio, cfh

F_r = factor del número de Reynolds

Y = Factor de expansión

Y_1 = Factor basado en la presión estática aguas arriba.

Y_2 = Factor basado en la presión estática aguas abajo.

Y_m = Factor basado en el promedio de las presiones estáticas aguas arriba y aguas abajo.

F_{pb} = Factor de presión base

F_{tb} = Factor de temperatura base

F_{tf} = Factor de temperatura de flujo

F_g = Factor de gravedad específica

F_{pv} = Factor de supercompresibilidad

F_m = Factor del manómetro para medidores de mercurio

F_l = Factor de locación de medición

F_a = Factor de expansión térmico del orificio

La derivación de algunos de estos factores es muy compleja. De hecho, algunos factores pueden ser determinados solamente por extensivas pruebas y experimentos, para los cuales tablas de datos han sido elaboradas para obtener estos valores y se encuentran en libros o documentos de medición de gas.

CAPÍTULO 15. SISTEMA INTERNACIONAL DE UNIDADES (SI).

Hay dos clases de unidades en el SI. El primero consiste de unidades bases, las cuales, por convención, son dimensionalmente independientes. La segunda clase consiste de unidades derivadas que son formadas por la combinación de unidades base de acuerdo a las relaciones algebraicas enlazando las cantidades correspondientes.

✓ **Unidades base del SI:**

Hay siete unidades base en el SI. Estas unidades son consideradas dimensionalmente independientes.

Tabla 23 Unidades base del SI.

Magnitud	Unidad	Símbolo
Longitud	metro	m
Masa	kilogramo	kg
Tiempo	segundo	s
Corriente eléctrica	amperio	A
Temperatura	Kelvin	K
Cantidad de sustancia	Mole	mol
Intensidad luminosa	candela	cd

✓ **Unidades suplementarias del SI:**

Aún no se han clasificados ciertas unidades como unidades base o unidades derivadas. Estas unidades SI son asignadas a una tercera clase llamada "unidades suplementarias" pueden ser consideradas como unidades base o

unidades derivadas. Estas unidades son: el ángulo plano (el radian) y la unidad de ángulo sólido, (el estereorradián). Ambos son unidades geométricas. El radian es el ángulo plano entre dos radios de círculo que cortan, la circunferencia que interceptan un arco de longitud igual a la del radio. El estereorradián es el ángulo sólido, que teniendo su vértice en el centro de la esfera, corta un área de la superficie de la esfera igual a la de un cuadrado que tenga por lado el radio de la esfera.

✓ **Unidades derivadas:**

Son expresadas algebraicamente en términos de unidades base con los símbolos matemáticos para multiplicación y división. Varias unidades derivadas se les han dado nombres especiales y símbolos, los cuales pueden ser usados para expresar otras unidades derivadas en una forma más simple que en términos de las unidades base.

En las tabla 24 y 25 se muestran unidades derivadas y unidades derivadas con nombres especiales.

Tabla 24 Ejemplos de unidades derivadas del SI.

Cantidad	Nombre	Símbolo
Area	Metros cuadrados	m ²
Volumen	Metros cúbicos	m ³
Velocidad	Metros por segundo	m/s
Aceleración	Metros por segundo cuadrado	m/s ²
Número de onda	Metro recíproco	m ⁻¹
Densidad másica (densidad)	Kilogramo por metro cúbico	kg/m ³
Volumen específico	Metro cúbico por kilogramo	m ³ /kg
Densidad de corriente	Amperio por metro cuadrado	A/m ²
Intensidad del campo magnético	Amperio por metro	A/m
Concentración (cantidad de sustancia)	Mole por metro cúbico	mol/m ³
Luminancia	Candela por metro cuadrado	cd/m ²
Fracción de masa	Kilogramo por kilogramo, el cual puede ser representado por el número 1.	kg/kg=1
Concentración catalítica (actividad)	Katal por metro cúbico	Kat/m ³

✓ **Múltiplos y submúltiplos decimales del SI:**

Los prefijos listados en la tabla 27 son usados con las unidades del SI. Dependiendo de la magnitud a ser medida, el uso apropiado de los prefijos, hace posible mantener los números manejados dentro de un rango conveniente.

Tabla 25 Unidades derivadas del SI con nombres especiales

Magnitud	Nombre especial o unidad SI derivada	Símbolo	Expresada en términos de unidades SI básicas	Expresada en términos de unidades SI suplementarias.
Ángulo plano	Radián	Rad	m/m=1	rad
Ángulo sólido	Estereorradián	Sr	m ² /m ² =1	Sr
Frecuencia	Hercio, (hertz)	Hz	s ⁻¹	Hz
Fuerza	Newton	N	Kg.m/s ²	N
Presión, esfuerzo	Pascal	Pa	N/m ²	Pa
Energía, trabajo, cantidad de calor	Julio	J	N.m	J
Potencia	Vatio	W	J/s	W
Carga eléctrica, cantidad de electricidad	Culombio	C	A.s	C
Potencial eléctrico, diferencia de potencial, tensión, fuerza electromotriz	Voltio	V	W/A	V
Capacitancia eléctrica	Faradio	F	C/V	F
Resistencia eléctrica	Ohmio	Ω	V/A	Ω
Conductancia eléctrica	Siemens	S	Ω ⁻¹	S
Flujo de inducción magnética, flujo magnético	Weber	Wb	V.c	Wb
Densidad de flujo magnético, inducción magnética	Tesla	T	Wb/m ²	T
Inductancia	Henrio	H	Wb/A	H
Temperatura Celsius	Grado Celsius	°C	K	°C
Flujo luminoso	Lumen	Lm	cd.sr	Lm
iluminancia	lux	lx	m/m ²	lx

Reglas para el uso del SI:

La notación se ajusta a las prácticas del SI, grupos de tres dígitos a la derecha o izquierda del marcador decimal son separados por espacios, no comas u

otros espaciadores. La notación exponencial (E) fue elegida por conveniencia por que es un método estándar de visualización en calculadoras y además la notación ya es usada ampliamente en notmas. Un asterisco (*) indica que todos los dígitos sucesivos son cero:

Tabla 26 Unidades utilizadas con el SI

Magnitud	Nombre	Símbolo	Valor en unidades SI
Masa	Tonelada	T	1t = 1000kg
	Tiempo	Min	1min = 60segundos
Temperatura	hora	H	1h = 60minutos
	día	D	1d = 24h = 86400 segundos
	Grado Celsius	°C	°C = K-273.15 y K = °C+273.15
	Ángulo plano	grado	1° = (π/180) radianes
	minuto	'	1' = (1/60)° = (1/10800) radianes
	segundo	"	1" = (1/60)' = (1/648000) radianes
Volumen	litro	L o l	1l = 1dm ³ = 1decímetro cúbico

Tabla 27 Prefijos del SI

Factor	Prefijo	Símbolo
10 ²⁴	Yotta	Y
10 ²¹	zetta	Z
10 ¹⁸	exa	E
10 ¹⁵	peta	P
10 ¹²	tera	T
10 ⁹	giga	G
10 ⁶	mega	M
10 ³	Kilo	K
10 ²	hecto	H
10	deca	da
10 ⁻¹	deci	d
10 ⁻²	centil	c
10 ⁻³	mili	m
10 ⁻⁶	micro	μ
10 ⁻⁹	nano	n
10 ⁻¹²	pico	p
10 ⁻¹⁵	femto	f
10 ⁻¹⁸	atto	a
10 ⁻²¹	zepto	z
10 ⁻²⁴	yocto	y

En consecuencia:

$$3.048\ 0\ E + 00 = 3.048\ 0 \times 10^0 = 3.048\ 0$$

$$3.048^* E - 01 = 3.048\ 000 \times 10^{-1} = 0.304\ 800\ 0$$

$$9.290\ 304\ E + 02 = 9.290\ 304 \times 10^2 = 929.030\ 4$$

Los factores de conversión son derivados por el uso de valores exactos de la siguiente forma:

$$1\ \text{lb} = 4.535\ 923\ 7\ E - 01\ \text{kg}$$

$$1\ \text{ft} = 3.048\ E - 01\ \text{m}$$

$$1\ \text{grado Fahrenheit} = (5/9)\ \text{kelvin}$$

$$1\ \text{cal}_{\text{th}} = 4.184\ E + 00\ \text{J}$$

$$1\ \text{Btu}_{\text{IT}} = 1.055\ 055\ 852\ 62\ E + 03\ \text{J}$$

$$1\ \text{a} = 365\ \text{d} = 3.153\ 6\ E + 07\ \text{s}$$

$$G_n = 9.806\ 65\ E + 00\ \text{m/s}^2$$

La cifra horsepower, a menos que se especifique lo contrario, se refiere a los horsepower mecánicos de 550 ft-lbf/s; calorías se refiere a las calorías termoquímicas; unidades térmicas británicas (BTU) se refiere a las tablas de calor internacional (IT) Btu.

$$\text{Unidades termoquímicas} \times 0.999\ 331\ 2 = \text{IT Unidad (Btu o caloría)}$$

La mayoría de los factores de conversión son mostrados de seis o siete dígitos significativos, los cuales son mas que adecuados para la mayoría de aplicaciones. Los que se muestran con menos de seis cifras, son limitados por la precisión del valor conocido de una propiedad física. Las condiciones de referencia estándar de presión y temperatura para el uso en medición de hidrocarburos y sus productos son 101.325 kilopascales y 15 °C. Excepciones son hidrocarburos líquidos con vapor de presión mayores que la atmosférica a 15°C, en cuyo caso la presión estándar es la presión de equilibrio a 15°C.

Cuando la mol es usada, se debe especificar si son átomos, moléculas, iones, electrones, otras partículas o grupos específicos de tales partículas. No obstante, ya que el kilogramo es la unidad del SI de masa, se recomienda que el kilomole sea la unidad para la cantidad de sustancia en estas aplicaciones donde se usaba anteriormente la gran mole.

La medida preferida de densidad en unidades del SI es la densidad absoluta (kilogramos por metros cúbicos) a 15°C y 101.325 kilopascales (presión atmosférica estándar). La gravedad API no es usada dentro del sistema SI. El término gravedad específica es reemplazado por "densidad relativa".

CAPÍTULO 16. MEDICIÓN MÁSCICA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO CILÍNDRICOS POR MEDICIÓN HIDROSTÁTICA.

Sistema de medición hidrostática de tanques (HTG):

- ✓ Es un sistema de medición de masa estática en inventoría de tanques. Usa entradas de temperatura y presión, los parámetros del tanque y del líquido almacenado para calcular la masa del contenido del tanque y otras variables. (ver figura 24.)

Sensores de presión:

- ✓ Se tienen hasta tres sensores montados en la pared del tanque. Un sensor de la presión ambiental (Pa) puede ser instalado para mayor precisión.
- ✓ El sensor P1 es instalado en el fondo del tanque o cerca de este.
- ✓ El sensor P2 es el sensor de presión medio y es requerido para el cálculo de la densidad y niveles. Si la densidad del producto es conocida, el HTG puede operar sin P2. En ausencia de P2, la densidad debe establecerse manualmente. El sensor P2, si es instalado, debe estar a una distancia vertical fija por encima del sensor P1.
- ✓ El sensor P3 es el sensor de presión del espacio de merma del tanque. Esto no se requiere en tanques de techo flotante. Si el tanque es libremente ventedado, el HTG puede operar sin P3, P3 es normalmente instalado en el techo del tanque.

Sensores de temperatura:

- ✓ Los sensores de temperatura pueden estar incluidos en la medición de la temperatura del contenido del tanque (T) y temperatura ambiente (Ta).

Sistemas de configuración:

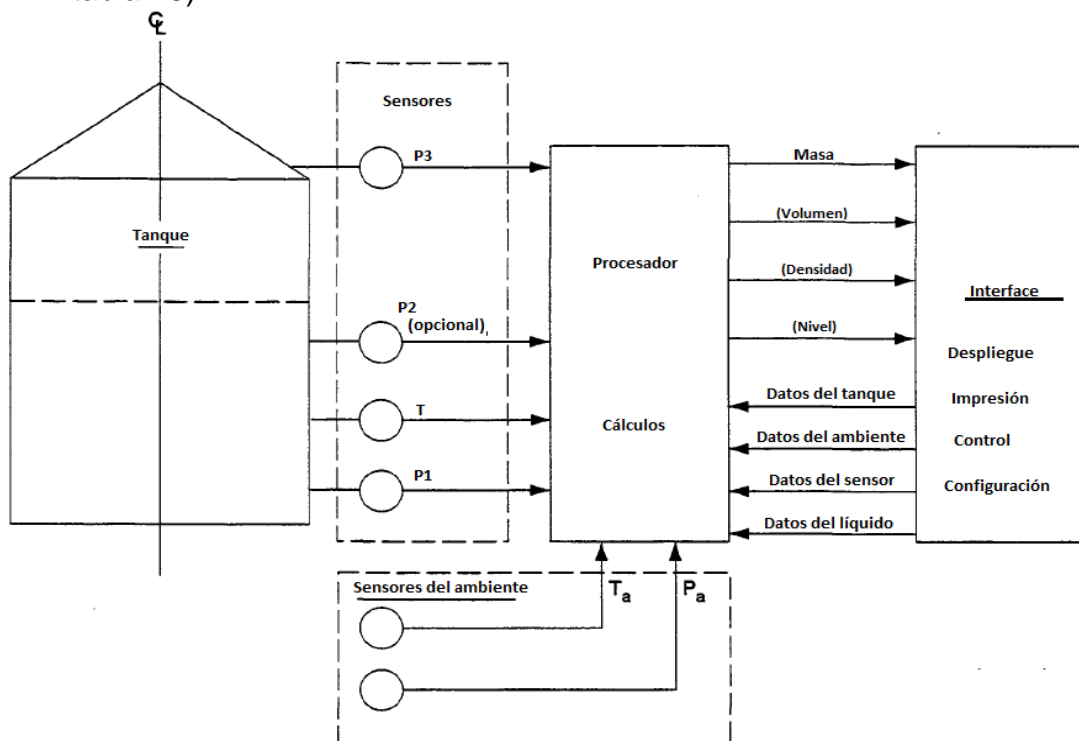
- ✓ Varía dependiendo de la aplicación, algunas de las más comunes son:
 - a. Densidad conocida del líquido: P2 es normalmente usado para la medición de densidad del líquido del tanque. No se requiere si la densidad promedio del líquido es conocida.
 - b. Presión de merma conocida: P3 no es requerido para tanques que son venteados a la atmósfera (presión medida de merma es igual a cero). Se incluye todos los tanques de techo flotante y todos los tanques de techo fijo que son libremente ventilados o que tienen escotillas de medición que no están selladas. Si la presión de merma es conocida, P3 puede ser

entrada como una constante y el sensor P3 puede ser omitido en tanques no venteados.

- c. Temperatura del líquido de los tanques conocida: El sensor de temperatura del líquido del tanque no es requerido para medidas másica si la temperatura del líquido en el tanque es conocida.
- d. Variación de las condiciones atmosféricas: Los sensores de presión y temperatura ambiente pueden ser usados para eliminar errores secundarios para medidas de alta precisión. Una sola medición de presión y temperatura ambiente puede ser usada para todos los tanques de la misma ubicación.

Procesador HTG:

- ✓ El procesador recibe información desde los sensores y junto con los parámetros líquidos y del tanque calcula la masa del tanque. (ver figura 24.) Los parámetros almacenados se clasifican en cuatro grupos: datos del tanque, datos del sensor, datos del líquido y datos del ambiente. (ver tabla 28).



Nota 1: Las otras variables mostradas en paréntesis en la figura 1, no son parte de esta norma.

Fig. 24 Diagrama funcional del sistema HTG

Medidas de seguridad

- ✓ Los sensores del HTG y las conexiones de los sensores forman una parte integral de la superficie del tanque. Estos deben ser capaz de resistir a los mismos esfuerzos mecánicos o tensiones de la superficie

del tanque. Estos deben también resistir impactos del producto tales como corrosión y erosión.

- ✓ Todos los sistemas eléctricos deben cumplir con regulaciones locales de seguridad. Se deben considerar códigos eléctricos nacionales.

Tabla 28 Parámetros almacenados en el HTG

Grupo parámetro	Parámetro	Nota
Datos del tanque	Tanque tipo techo	Fijo, flotante o ambos
	Tanque de techo másico	Techos flotantes solamente
	Altura de zona crítica	Techos flotantes solamente
	Altura pin	Techos flotantes solamente
	Tipo de pared del tanque	Aislados o no aislados
	Material de pared del tanque	Constantes de expansión térmica (ver cap 2.2A)
	Tabla de capacidad del tanque	Volúmenes a niveles dados
	Temperatura de calibración del tanque.	Temperatura a la cual la tabla de capacidad del tanque fue corregida
Sensor de datos del HTG	Configuración del sensor	Tanques con uno, dos o tres sensores
	Elevación del sensor P1	Punto de referencia del HTG
	Elevación del sensor P2	Referenciado a P1
	Elevación del sensor P3	Referenciado a P1
Datos del líquido	Densidad del líquido	Si no hay sensor P2, refiérase a API 2540
	Coefficientes de expansión del líquido	
	Nivel de agua libre	
Datos del ambiente	Aceleración local debido a gravedad	Obtenido de una fuente reconocida
	Temperatura ambiente	Opcional
	Presión ambiente	Opcional

Consideraciones generales de la instalación del sistema:

Sensores de presión:

- ✓ Todos los sensores externos de presión del sistema HTG del tanque deben ser instalados en el mismo lugar del tanque y si es necesario deben ser protegidos del sol y el viento.
- ✓ Las tomas de presión en la pared del tanque deben estar localizadas donde el producto es relativamente estático. El movimiento del producto causado por operaciones de mezcla o bombeo puede producir presiones estáticas adicionales.
- ✓ El sensor de presión P1 debe estar instalado tan bajo como sea posible del tanque pero encima del nivel de agua y sedimento.

- ✓ La distancia vertical mínima de P2 a P1 depende de los requerimientos de precisión de densidad y el desempeño del sensor. Usualmente, P2 es instalado aproximadamente de 7 a 10 pies o 2 a 3 metros encima de P1.
- ✓ P3, si se usa en tanques de techo fijo, debe estar instalado para que mida siempre la presión de la fase vapor.
- ✓ Todas las instalaciones de sensores de presión deben permitir aislamiento in-situ desde las conexiones del tanque para dispositivos de prueba y calibración. Las válvulas de bloqueo deben ser usadas para aislar los sensores de presión desde el tanque. Válvulas de purga pueden ser suficiente para conexión de probadores.
- ✓ Los cambios en la elevación de P1 tendrán un efecto directo de la masa medida y por lo tanto deben ser minimizadas. La elevación de P1 por encima del punto de referencia HTG debe ser medido con el tanque lleno y de nuevo con el tanque vacío. Si la elevación cambia por más de 1/32 pulgadas o 1 milímetro, una barra de unión debe considerarse para mantener una distancia vertical constante entre P1 y P2.
- ✓ El impacto del viento en el tanque causa variaciones de la presión ambiente estática. Los efectos del viento serán mínimos cuando todos los tres sensores de presión están montados en un lado del tanque en posición vertical en línea recta.
- ✓ Las diferencias entre presiones ambiente de los sensores de P1 y P3 tendrán un impacto directo en la medición de masa del HTG. Si se está expuesto a vientos fuertes, los puertos externos de P1 y P3 debe ser conectados juntos por tubería de igualación de presión. La tubería debe ser esencialmente vertical, sin sellos o trampas, cerrados en el tope y abiertos en la parte inferior para eliminar riesgos de llenarse con agua condensada.
- ✓ Si no se usa en sensor P3, las variaciones en la presión ambiente de P1 tendrán un impacto directo en la precisión de la medición. Si la instalación HTG está expuesta a fuertes vientos, el puerto externo del sensor P1 debe ser conectado a una tubería que se incline hacia abajo y lejos del tanque y es abierta a un punto donde las variaciones de presión ambiente debido al viento son mínimas. Un mínimo de 2 ft o 0.5 m lejos del tanque a nivel del suelo es recomendado.

Sensores de temperatura:

- ✓ La temperatura de entrada puede ser automática o manual. Los sistemas HTG son generalmente instalados con un dispositivo de medición de temperatura y puede también incluir un dispositivo de medición de temperatura ambiente.
- ✓ Los sensores de temperatura pueden estar en un solo punto, instalados entre P1 y P2, o un sistema de promedio másico.
- ✓ El punto de referencia del HTG debe estar en el exterior del tanque, directamente debajo del sensor P1.

- ✓ El punto de referencia HTG difiere desde el punto de referencia de medición de nivel. El punto de referencia de medición de nivel está ya sea en el punto de placa de medición manual o la marca en la escotilla de medición del tanque, una distancia fija por encima del punto de la placa de medición manual.

Medidas fuera del tanque:

Las comparaciones de medidas de masa deben ser llevadas a cabo si se tienen disponible lo siguiente:

- a. Medidor de flujo volumétrico con densitómetro en línea.
- b. Medidor de flujo volumétrico con densidad en línea muestreada.
- c. Medidor de flujo másico
- d. Escala de peso.

Sensores de temperatura:

Los sensores de temperatura deben examinarse usando el siguiente procedimiento:

Las lecturas del sensor de temperatura deben ser comparadas con las lecturas de temperatura obtenidas con un dispositivo de medición de temperatura alternativo. El sensor de temperatura ambiente debe ser verificado mediante la medición de la temperatura ambiente en las inmediaciones del sensor de temperatura del ambiente del HTG. Si las temperatura de referencia y del HTG no concuerdan dentro de la suma aritmética de sus incertidumbres, los parámetros del HTG deben ser ajustados o los sensores remplazados.

CAPÍTULO 17. INSPECCIÓN EN MEDICIÓN MARINA

Antes del procedimiento de cargue: Antes que el cargue comience, se deben sostener uno o más reuniones entre inspectores de carga, representantes del buque y personal operacional en tierra quienes están involucrados en la operación de carga. Aquí se identifica las personas claves en la operación, se definen responsabilidades, se acuerdan procedimientos de comunicación y todas las personas revisan los procedimientos de carga y planes para asegurar un entendimiento total de todas las actividades.

- Las partes deben estar de acuerdo en las especificaciones de cantidad y calidad de la carga.
- Se debe llegar a un acuerdo, acerca de si el personal en tierra o del buque terminará la carga.

- Examine con el representante del buque, los reportes de cualquier evento inusual que pudieron haber ocurrido durante el viaje o en puertos previos y que pueden requerir vigilancia especial durante el cargue.
- Inspeccione con personal en tierra procedimientos para manipular cualquier condición especial que exista en tierra que pueda afectar adversamente la actividad de carga o mediciones.
- Determine que tanque del buque será cargado, la capacidad de los tanques, la condición de las líneas, la naturaleza de las últimas tres cargas del buque y el método de limpiamiento de los tanques de carga.
- Una carta de protesta debe ser formulada para cualquier parte que falle en el cumplimiento de los procedimientos recomendados.
- Se debe llegar a un acuerdo sobre el método utilizado para determinar la llenura de la línea.

Inspección en tierra:

- *Tanques y líneas en tierra:* Se debe determinar la cantidad y naturaleza del material en las líneas en tierra hasta las bridas del buque. Cuando el contenido de las líneas es cuestionable o cuando existe la posibilidad de contaminación de la carga, se debe probar muestras en las líneas para verificar la compatibilidad con la carga que será cargada. Determine la condición de llenado en las líneas de tierra, (de acuerdo a API MPMS chapter 17,6) reporte la condición y el método usado, registre y reporte la capacidad total de las líneas en tierra usadas. Es responsabilidad del terminal asegurar que todas las líneas y válvulas son puestas en la posición correcta para la operación.
- *Medida de los tanques en tierra:* Registre la altura de referencia de las tablas de capacidad del tanque antes de medir niveles de fluido. Para el proceso de medición de tanques refiérase al capítulo 3 del manual. Si el contenido del tanque se determina en movimiento ya que esperar el equilibrio no es posible, se debe avisar a todas las partes involucradas. Se puede usar sistemas de medición automáticos con la tolerancia de precisión requerida (consultar API MPMS 3.1B) si las partes involucradas están de acuerdo.
- *Muestreo manual del tanque:* El objetivo del muestreo manual es obtener una pequeña porción del material desde un área seleccionada dentro de un contenedor, la cual es representativa del área o una muestra cuya composición es representativa del total del material en el contenedor. (Ver capítulo 8 del manual).

Inspección del buque:

- *Factor de experiencia del buque:* Se tienen que obtener datos de viaje previos para usarlos en el cálculo del factor de experiencia del buque (VEF). (Ver API/IP Procedure for calculating Vessel Experience factors in Appendix C). El VEF puede ser usado para reconciliación de volumen.

- *Registre el calado (draft), asiento (trim) y escora:* Cuando la barcaza no tiene tablas de corrección por escora o por asiento, refiérase al API MPMS Chapter 12.1.1.
- *Lastre remanente:* Para la mayoría de cargas, no debe haber lastre remanente en el tanque de carga, líneas o bombas. Cualquier lastre a bordo debe estar totalmente segregado. Mida y registre la cantidad de cualquier lastre dejado a bordo antes de cualquier proceso de carga. Si se debe llevar a cabo deslastrados simultáneos durante las operaciones de carga, determine la razón con el representante del buque y registre esto en el reporte de inspección.
- *Líneas del buque y del tanque:* Todos los tanques del buque, incluyendo el de carga y lastre deben ser inspeccionados antes de la carga. Antes de medir el buque, solicite que las líneas del buque sean drenadas. Mida la cantidad de carga o agua de lastre que cae en el tanque y muestreé esto si una cantidad suficiente existe. Además, registre la capacidad de las líneas que fueron drenadas. Si la carga previa contempla un problema de contaminación, todas las líneas y bombas deben limpiarse y luego ser drenadas. Anote en el reporte de inspección como se limpiaron y se drenaron las líneas.
- *Cálculo de cantidades de volumen a bordo:* Las cantidades o remanentes a bordo en los reportes, deben ser completados antes de la carga. Determine el OBQ como se especifica en el API MPMS Chapter 17.4. Para materiales líquidos y agua, use la fórmula de Wedge si el líquido no toca todos los mamparos de los compartimientos del buque. Use correcciones por asiento y/o escora si el líquido está en contacto con todos los mamparos en el compartimiento.
- *Válvulas de mar:* Confirme en la presencia de personal del buque que las válvulas de mar y válvulas de descarga están en la posición de cerrado y selladas antes de comenzar la carga. Registre los números de sellos.

Inspección del buque después del cargue:

- Verificar el calado, asiento y escora y registre en el formato correspondiente.
- *Líneas del buque:* Antes de medir el buque, solicite que las líneas del buque estén drenadas. Todas las transferencias internas de carga deben ser completadas y todas las válvulas de los tanques deben estar aseguradas antes de la medición. Las líneas de carga deben ser purgadas antes de la medición y las válvulas de succión de cada tanque deben ser selladas.
- *Medición del buque:* Tome medidas de nivel, corte de agua y temperatura en todos los compartimientos de carga en el punto indicado de referencia en las tablas de capacidad del buque. Inspeccione la presencia de carga en espacios de carga no aislados, tanques de lastre y espacios vacíos. Si se encuentra carga, médalo de la misma forma como

se hace en compartimientos de carga y notifique a todas las partes involucradas.

- *Medida del corte de agua:* Mida del agua libre durante la medición de cada compartimiento. Si se encuentra un incremento de agua libre, una carta de protesta debe ser formulada para el representante del buque y a las facilidades de carga y todas las partes involucradas deben ser notificadas inmediatamente.
- *Muestreo del buque:* Se deben tomar muestras de cada compartimiento del buque de tal manera que se obtenga una muestra compuesta para representar el total de cada grado de carga y pueda ser preparado para las pruebas apropiadas. Esta muestra, usualmente preparada en el laboratorio, será la mezcla de las muestras de cada tanque individual del buque en la relación aproximada de volumen de cada tanque con el total de volumen de la carga.
- *Cálculo de volúmenes:* Reporte tanto la medida actual, como la corrección por asiento y escora, incluya la medida y cantidad de FW, el GOV y la temperatura para cada compartimiento del buque. Calcule el GSV para cada tanque, usando la temperatura promedio de cada tanque y su respectiva densidad. No use una temperatura promedio para todo el buque. Determine la cantidad total (TCV) y reste el OBQ para una comparación con el TCV entregado en tierra.

Inspección en el puerto de carga después del cargue:

- *Lineas en tierra:* Verificar que todos las válvulas estén en la posición apropiada y que todos los sellos instalados permanecen intactos. Determinar la condición de la línea de tierra (ver API MPMS chapter 17.6). Reporte la condición y el método usado. Determinar la naturaleza y cantidades del material en las líneas de carga de tierra antes de obtener las medidas cerradas o lecturas del medidor. Se puede muestrear la línea, para este propósito. Si la condición de la línea después de la carga difiere de la condición antes de la carga, registre y notifique a todas las partes involucradas.

Antes de la descarga: Antes que la descarga comience, una o más reuniones deben sostenerse entre inspectores de carga, representantes del buque y personal operativo en tierra quienes estarán involucrados en la operación de descarga. En estas reuniones, se identifica las personas claves en la operación, se definen responsabilidades, se acuerdan procedimientos de comunicación y cada persona involucrada revisa los procedimientos de descarga y planes para asegurar el entendimiento total de todas las actividades. Verifique con el representante del buque cualquier evento inusual que pudo haber ocurrido

durante el transporte por el océano o en puertos previos y que puedan requerir vigilancia especial durante la descarga.

Inspección en tierra:

- *Líneas y tanques de tierra:* Determine la naturaleza y cantidad del material en las líneas de tierra hasta las bridas del buque. Cuando el contenido de las líneas es cuestionable o cuando la posibilidad de contaminación de la carga existe, se debe muestrear las líneas para verificar la compatibilidad con la carga que será descargada. Determine la condición de llenado de las líneas. Reporte la condición y el método usado. Adicionalmente, registre y reporte la capacidad total de las líneas en tierra usadas. Es responsabilidad de la terminal asegurar que todas las líneas y válvulas estén puestas en la posición correcta para la operación. Cuando sea práctico, el inspector debe confirmar que estas configuraciones y las válvulas estén selladas cuando sea apropiado. Si las líneas en tierra contienen material que requiere calor, se debe anotar en el reporte de inspección si las líneas de tierra están aisladas y la línea de temperatura debe ser registrada.
- *Medición y muestreo de tanques en tierra:* Registre la altura de referencia de las tablas de capacidad del tanque antes de medir niveles de fluido. Para el proceso de medición de tanques refiérase al capítulo 3 del manual. Si el contenido del tanque se determina en movimiento ya que esperar el equilibrio no es posible, se debe avisar a todas las partes involucradas. Si la situación no es resuelta, se debe realizar una carta de protesta. La medición de temperatura se debe realizar de acuerdo a los parámetros descritos en el capítulo 7 del manual. Todas las muestras tomadas deben ser etiquetadas y selladas. Para el procedimiento refiérase al capítulo 8 del manual.

Inspección del buque:

- *Factor de experiencia del buque:* Se deben obtener datos de viajes previos para usarlos en el cálculo del VEF. Registre los comentarios pertinentes acerca de los registros previos. El VEF puede ser usado para reconciliación de volúmenes.
- *Calado, asiento y escora:* Registre el calado, asiento y escora. Cuando las barcasas no tienen tablas de corrección por asiento o escora, refiérase al API MPMS Chapter 12.1.1.
- *Líneas y tanques del buque:* Solicite que el personal del tanque drene las líneas de cubierta en los compartimientos de carga si es posible. El sistema de tubería del buque debe ser inspeccionado antes de la descarga para asegurar que cualquier sello puesto en el puerto de carga está en el lugar indicado. El producto que será descargado tiene que juntar los requerimientos de calidad. Muestreo y análisis de laboratorio

debe realizarse para asegurar que las especificaciones de calidad son cumplidas.

- *Medidas en el momento de llegada:* Tome medidas de niveles, corte de agua y temperatura en todos los compartimientos de carga al punto de referencia indicado en las tablas de capacidad del buque. El reporte debe indicar si las mediciones fueron manuales o automáticas. Inspeccione la presencia de carga en espacios de carga no aislados, tanques de lastre y espacios vacíos. Si se encuentra carga, médalo de la misma forma como se hace en compartimientos de carga y notifique a todas las partes involucradas.
- *Temperatura del buque:* La temperatura de los compartimientos individuales del buque deben ser tomadas simultáneamente con la medición de nivel. En el caso de materiales calentados, se deben tomar temperaturas en los niveles superior, medio e inferior.
- *Muestreo del buque:* Tome muestras de cada compartimiento del buque de tal manera que se obtenga una muestra compuesta para representar el total de cada grado de carga y pueda ser preparado para las pruebas apropiadas. Esta muestra, usualmente preparada en el laboratorio, será la mezcla de las muestras de cada tanque individual del buque en la relación aproximada de volumen de cada tanque con el total de volumen de la carga.
- *Válvulas de mar:* Confirme en la presencia de personal del buque que las válvulas del mar y válvulas de descarga en el mar están en la posición de cerrada. Asegurese que todas las válvulas están selladas en el puerto de carga y permanecen cerradas hasta que la operación de descarga halla finalizado.
- *Cálculo de volúmenes:* Reporte tanto medidas directas como medidas corregidas por asiento y escora, incluya la medida y cuantifique el FW y GOV y la temperatura para cada compartimiento del buque. Calcule el GSV para cada tanque, usando la temperatura promedio para cada tanque y la densidad correspondiente. No use una temperatura promedio para todo el buque. Determine el TCV.

Inspección del buque después del descargue

- Verifique y registre calado, escora y asiento.
- *Líneas del buque:* Antes de medir el buque, solicite que las líneas del buque sean drenadas. Todas las transferencias internas de carga, deben ser terminadas y las válvulas de todos los tanques deben estar aseguradas antes de la medición. Las líneas de descarga deben ser venteadas antes de la medición.
- *Medición del remanente a bordo:* Después que las líneas de descarga han sido drenadas, determine la cantidad y naturaleza de cualquier material remanente a bordo (Ver API MPMS, chapter 17,2). Describa el material encontrado en el fondo de los tanques como material líquido y no material líquido o FW.

- *Cálculo del volumen de remanente a bordo:* Determine el ROB como se especifica en el API MPMS Chapter 17.4.
- *Válvulas de mar:* Confirme en la presencia de personal del buque que las válvulas del mar y válvulas de descarga en el mar están en la posición de cerrada. Asegurese que todas las válvulas están selladas en el puerto de carga y permanecen cerradas hasta que la operación de descarga halla finalizado.

Inspección en tierra después del descargue:

- *Tanques y líneas en tierra:* Determine la condición de llenura (Ver API MPMS Chapter 17.6) antes de tomar cualquier medición. Determine la naturaleza y cantidades de materiales en las líneas. Si la condición de las líneas después de la descarga difiere de las condiciones antes de la descarga, registre y notifique a todas las partes involucradas.
- *Medición y muestreo de tanques en tierra:* Realizar el procedimiento de acuerdo a los capítulos 3, 7 y 8 del manual.

CAPÍTULO 18. MEDICIÓN DE CRUDO DESDE TANQUES PEQUEÑOS POR CAMIÓN

SECUENCIA DE MEDICIÓN DE CRUDO:

- 1.** Inspeccione las instalaciones del tanque de recolección para detectar distorsiones o fugas. Asegúrese de que el tanque esté aislado.
 - ✓ Físicamente asegúrese de que las válvulas que aíslan el tanque estén cerrando y sellando herméticamente de acuerdo a regulaciones y leyes establecidas.
 - ✓ Observe que la capa de crudo no esté hirviendo o con espuma, use un espejo o una linterna eléctrica aprobada puede ser necesaria.
- 2.** Suspenda el termómetro de cajuela en el tanque. (ver figura 25).
 - ✓ Baje el termómetro de cajuela con una cuerda a través de la escotilla del tanque, sosteniendo el termómetro al menos 12 pulgadas desde el lado de la lámina del tanque.
 - ✓ Bajar el termómetro al punto medio del volumen de petróleo a ser medido.
 - ✓ El límite de tiempo apropiado para sacar y dejar el termómetro en el tanque está listado en la tabla 1 (ver nota 1).

Nota 1: El ensamblaje de cajuela puede usarse en movimiento o en modo estacionario. En movimiento está definido como levantar y bajar el ensamble 1 pie arriba y debajo de la profundidad deseada para el tiempo límite especificado en la tabla 1. Columna 2 (en movimiento).

Nota 2: La determinación de temperatura estática también puede lograrse usando los termómetros electrónicos portátiles de acuerdo con el capítulo 7.

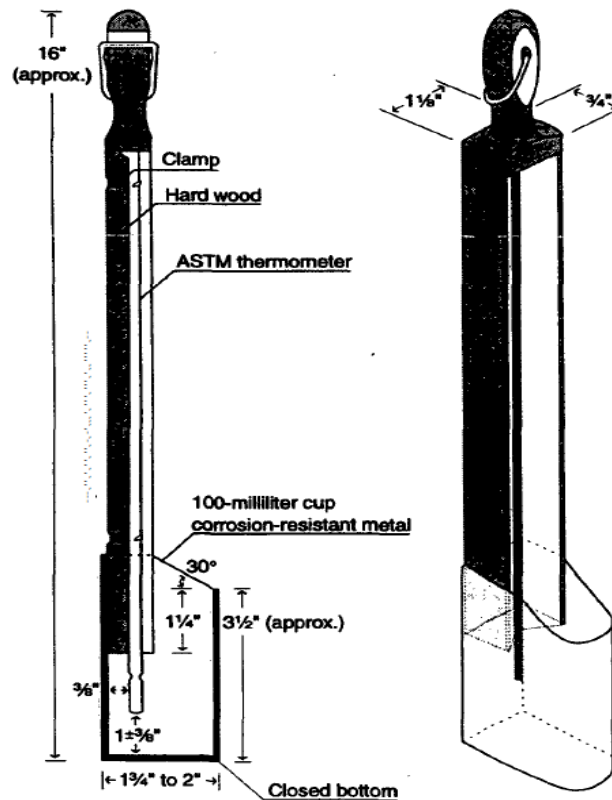


Fig. 25 Ensamblaje de termómetro de cajuela

Tabla 29 Tiempos recomendados de inmersión para termómetros de ensamblaje de cajuela.

Gravedad API a 60°F	Tiempo de inmersión recomendado (minutos)	
	En movimiento	Estacionario
>50	5	10
40 - 49	5	15
30 - 39	12	25
20 - 29	20	45
<20	45	80

3. Tome una muestra superior del medio del tercio superior. (ver figura 5) del contenido del tanque.

Nota 1: Si la altura de la columna de petróleo no puede determinarse con un dispositivo de indicador de nivel localizado fuera del tanque, baje la cinta y la plomada dentro del tanque hasta que la plomada esté completamente sumergida y la pulgada y fracción en la cinta al punto de referencia es la misma que la pulgada y fracción en la altura de referencia medida. Saque la cinta inmediatamente y registre la lectura, Substraiga la lectura de la cinta obtenida al punto de la referencia de la altura de referencia. Agregue el resto que estará en los pies enteros a la lectura en la cinta. El resultado es la medida a vacío. Use esto para determinar las profundidades de muestreo.

- ✓ Transfiera 50 mililitros de la muestra superior en un tubo de centrifuga cónico. Encorche el tubo y póngalo firmemente en una bandeja para la prueba posterior.

Nota 2: Solamente tubos de centrifuga que son volumétricamente verificados y trazables por el instituto nacional de normas y tecnología se usarán.

4. Tome una muestra media de la mitad del contenido del tanque, usando un ladrón, para determinar la gravedad API observada y temperatura de la muestra.
 - ✓ Suavemente inserte el termo hidrómetro en el ladrón lleno aproximadamente 2 divisiones de gravedad API por debajo de su posición fija esperada. Suéltelo con un giro ligero y asegúrese que flote libremente lejos de la pared del ladrón.
 - ✓ Quite cualquier burbuja de aire y permita que la temperatura se estabilice. Generalmente, para los crudos livianos, permita de 3-5 minutos que la temperatura se estabilice.
 - ✓ Como se muestra en la Figura 26, lea y registre la gravedad API observada lo más cercano a 0.1 grados (50.8 en la Figura 26). Cuando se mide un crudo opaco, lea la escala en el tope del menisco, y deduzca 0.1 grado de gravedad API de la lectura (50.7 en la Figura 26).
 - ✓ Retire el termo hidrómetro del ladrón lleno para ver la escala de temperatura. Guarde la punta del termo hidrómetro en la muestra mientras realiza la lectura de la temperatura.
 - ✓ Registre la temperatura al 1 °F más cercano.
 - ✓ Después de la prueba, cuidadosamente limpie el termo hidrómetro y devuélvalo a su caja de almacenamiento.
5. Use un ladrón para tomar la muestra de aceite comercial simultáneamente, baje al ladrón al fondo del tanque y obtenga las muestras de despacho y venta.

- ✓ Determine el agua libre y el nivel de sedimento.

6. Tome la medida del tanque:

- ✓ Usando una cinta y plomada, baje la cinta de medición al punto de referencia. Baje la cinta despacio hasta que la plomada toque el fondo del tanque o plato de medición suavemente; asegure que la plomada permanece en la posición vertical.
- ✓ Retire la cinta del tanque hasta que el corte líquido se observe.
- ✓ Lea el corte líquido en la escala de la cinta y registre esta lectura. La medida reportada se determinará por tres lecturas consecutivas para estar dentro de un rango de 1/4 pulgada (5 milímetros). Si dos de las tres lecturas consecutivas son idénticas, esta lectura se reportará al ¼ de pulgada más cercano (5 milímetros) (vea MPMS Capítulo 3, Sección 1A).

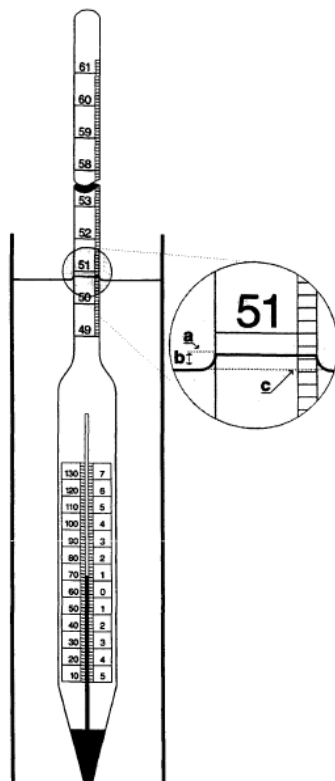


Fig. 26 Lectura del menisco

- 7.** Retire el termómetro de cajuela minimizando su exposición al viento. Asegúrese que el aceite permanece en la cajuela del termómetro. Lea y registre la temperatura lo más cercana a un 1 °F.

8. Determine el porcentaje y el volumen de S&W suspendido en el crudo.

- ✓ Retire el tubo cónico de centrifuga ubicado en la bandeja, y agregue hasta la marca de 100 mililitros el solvente. Agite cuidadosamente y sumerja los tubos de centrifuga en un precalentador. Caliente la mezcla del crudo/solvente a 140 °F (los rangos de temperaturas superiores pueden ser para satisfacer condiciones locales y los tipos de crudos).
- ✓ Chequee la temperatura de mezcla con un termómetro. Cuando la temperatura alcance los 140 °F, ponga los tubos en las tazas en posiciones opuestas, balanceando la centrifuga. Cierre la tapa y gire durante 5 minutos a una velocidad que desarrollará una fuerza centrífuga relativa mínima de por lo menos 500 en las puntas de los tubos (vea API MPMS 10. 4. 3).
- ✓ La temperatura final de la muestra después de la rotación no deberá caer debajo de 125 °F. Si esto sucede, la temperatura de pre rotación de 140 °F se levantará por la diferencia entre la temperatura de rotación final y 125 °F.
- ✓ Remueva los tubos, léalos, y registre el volumen de S&W en fondo de cada tubo. Recaliente la muestra a 140 °F, devuelva los tubos sin agitación a la centrifuga, y gire durante 5 minutos adicionales a la misma rata. Repita esta operación hasta que se obtengan dos lecturas idénticas consecutivas para cada tubo. Lea los tubos de centrifuga de acuerdo con API MPMS Capítulo 10, Sección 4. Promedie las lecturas obtenidas de los dos tubos y registre los resultados como un porcentaje en volumen en el tickete de corrida.

9. Rompa el sello del tanque y empiece el bombeo al camión. Después de que el bombeo se completa:

a. Cierre la válvula de salida del tanque y séllela de acuerdo con las leyes y regulaciones aplicables. Si es apropiado, registre el número del sello en el tickete de corrida.

Nota: El nivel del agua libre y del sedimento del tanque se deberían verificar en este momento para constatar que los fondos del tanque no se perturbaron por la succión de la bomba del camión.

c. Mida el tanque.

10. Complete el tickete de corrida entrando todos los datos requeridos por los procedimientos de la compañía y distribuya las copias.

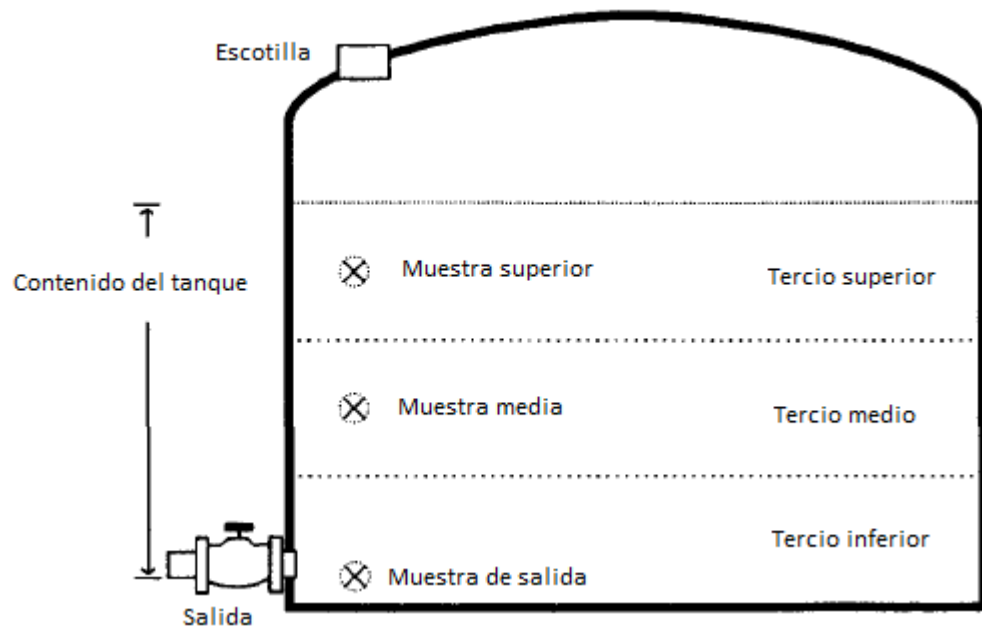


Fig. 27 Ubicación de los puntos de muestreo.

CAPÍTULO 19. MEDICIÓN DE PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN

DESCRIPCIÓN DE TANQUES DE TECHO FIJO:

- ✓ Son recipientes que tienen un revestimiento cilíndrico vertical y un techo fijo. También posee las guarniciones del techo que penetran el techo y sirven para funciones operacionales, el aislamiento del techo y de la carcasa almacenan stocks en condiciones de alta temperatura.
- ✓ Son de construcción totalmente soldada y son diseñados para almacenar herméticamente líquido y vapor. Algunos tanques de techo fijo más viejos pueden estar atornillados. Los tanques pueden ser de columna soportada o auto soportados y pueden ser de figura cónica o de figura de domo. Algunos tanques de techo fijo incorporan un techo flotante interno.
- ✓ Las guarniciones del techo son fuentes potenciales de pérdidas por evaporación, especialmente cuando no están sellados. Las pérdidas por evaporación contribuidas por las guarniciones del techo son insignificantes en comparación con las pérdidas por almacenamiento y pérdidas por trabajo.
- ✓ Las válvulas de alivio de presión y vacío se montan en el techo del tanque para proteger el tanque de daño por efectos de sobrepresión o baja presión. Estas válvulas deben recibir inspección y mantenimiento regular, la frecuencia depende de las condiciones en la locación.

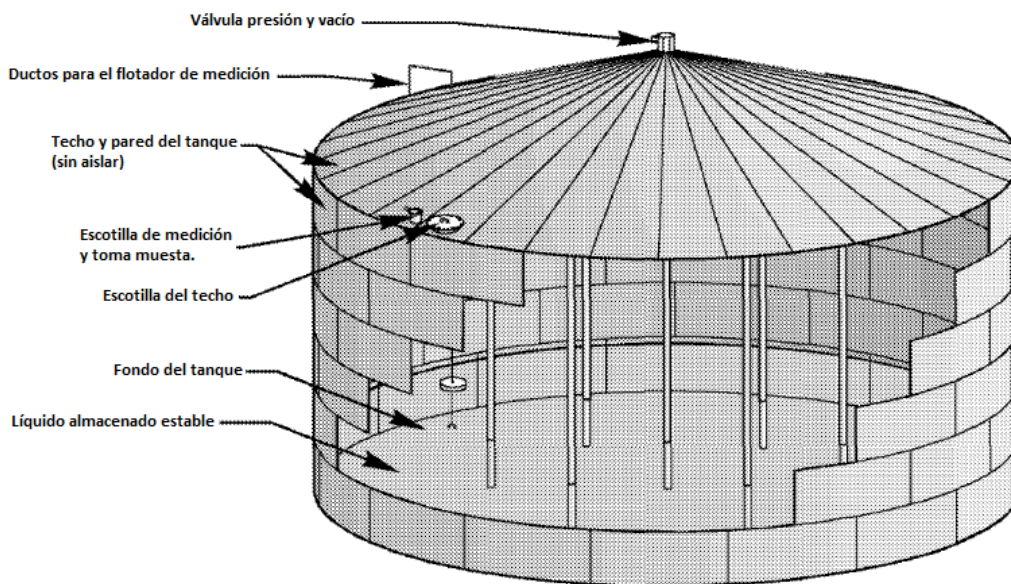


Fig. 28 Tanque de techo fijo

- ✓ Cierta pérdida de vapor puede ocurrir durante mediciones manuales y operaciones de muestreo, en el momento que la escotilla es abierta.
- ✓ Se pueden usar aislantes en la pared y techo del tanque para reducir pérdidas por calor. Algunos stocks, tienen que ser almacenados en condiciones de calor para permitir el apropiado manipulamiento. Los tipos de aislamiento son aislamiento por panel rígido prefabricado, aislamiento por capa fibrosa prefabricada y aislamiento por espuma pulverizada en poliuretano. El aislamiento del techo o pared del tanque puede reducir las pérdidas por almacenamiento debido a la reducción de calor en el ambiente.
- ✓ La pintura del techo o pared del tanque es importante tanto en la reducción de pérdidas por evaporación como también en la conservación del tanque. El uso de una superficie reflectiva alta, tal como pintura blanca, resultará en una temperatura del metal del tanque mas baja y menor calor entrará al espacio de vapor del tanque, por ende se reducen las pérdidas. Es importante establecer un programa de inspección y mantenimiento de la pintura del tanque para preservar la reflectancia de la pintura y eliminar la corrosión exterior del tanque.

Mecanismos de pérdidas en tanques:

- ✓ Cada líquido almacenado tiene una presión de vapor finita, dependiendo de la composición y temperatura de la superficie del líquido, que produce una tendencia del líquido a evaporarse. En condiciones completamente estáticas, se logra la condición de equilibrio de vapor, donde no ocurrirá evaporación. Por tal motivo las diferentes operaciones realizadas en los tanques contribuirán a perturbar el estado de equilibrio y causará pérdidas por evaporación y emisiones atmosféricas.

- **Pérdidas por evaporación:** Las pérdidas por evaporación totales, L_T , es la suma de las pérdidas por almacenamiento, L_S y las pérdidas por trabajo, L_w .
- **Pérdidas por almacenamiento:** Son las pérdidas por evaporación del vapor almacenado, debido a la expansión térmica y contracción de la mezcla aire-vapor del tanque, resultado del ciclo de calentamiento diario.
- **Pérdidas por trabajo:** Son las pérdidas por evaporación del vapor almacenado como resultado en un cambio del nivel de líquido del tanque e incluye pérdidas por llenado y por vaciamiento.
 - a. **Pérdidas por llenado:** Ocurren durante un incremento en el nivel de líquido en el tanque, cuando la mezcla aire-vapor en el espacio de vapor del tanque es comprimido y causa que la presión en el tanque exceda la presión ajuste de la válvula de alivio, consecuentemente expulsa vapor desde el tanque.
 - b. **Pérdidas por vaciado:** El aire fresco que es atraído en el tanque induce evaporación adicional de los vapores almacenados.

Mecanismos de pérdidas por almacenamiento:

- ✓ El ciclo de calentamiento en horas diarias causa que la temperatura en el espacio de vapor del tanque incremente durante las horas del día y disminuya en horas de la noche. El calor generado causa que la mezcla aire-vapor en el espacio de vapor del tanque se expanda e incremente la presión hasta llegar a la presión de alivio y sean expulsados.
- ✓ Durante horas del día cuando el espacio de vapor es calentado, cierta cantidad de calor es transferida a la superficie del líquido causando un incremento en temperatura, y resulta en una presión de vapor almacenada más alta en la superficie del líquido.

Mecanismos de pérdidas por trabajo:

- ✓ Durante el llenado del tanque, el nivel de líquido aumenta, la mezcla aire-vapor en el espacio de vapor del tanque se comprime hasta que su presión alcanza la presión de alivio. El volumen de líquido que entra en el tanque desplaza esencialmente un volumen igual de la mezcla aire-vapor del espacio de vapor del tanque.
- ✓ Durante el vaciado del tanque, como el nivel de líquido disminuye, la presión de la mezcla aire-vapor en el espacio de vapor del tanque disminuye. Cuando la presión llega a la presión de vacío de ajuste, la válvula de vacío permitirá entrar aire. Se puede asumir que el volumen almacenado removido del tanque es aproximadamente igual al volumen de aire que entra en el espacio de vapor. No hay pérdidas del vapor almacenado desde el tanque durante el proceso de vaciado, y

subsecuentes pérdidas del vapor almacenado ocurrirán en el hidrocarburo almacenado y en mecanismos de llenado.

Variables en el desarrollo de las ecuaciones:

Factor de expansión del espacio de vapor, K_E : Se define como la relación del volumen de la mezcla aire-vapor expulsada durante un ciclo de alivio de presión diario y el volumen del espacio de vapor del tanque.

Factor de saturación del vapor venteado, K_S : Relación de la concentración de vapor promedio almacenado diariamente en el vapor venteado y la concentración de vapor promedio almacenado diariamente. Cuando $K_S=1$, el gas venteado es completamente saturado, cuando $K_S=0$, el gas venteado no contiene vapor almacenado.

Rango de temperatura del espacio de vapor, ΔT_V : Se define como la diferencia entre la temperatura del espacio de vapor máximo diario T_{VS} y la temperatura del espacio de vapor mínimo diario, T_{VN} .

Grado de absorción solar de la superficie, α : Se define la fracción del aislamiento solar absorbido por una superficie. Superficies recién pintadas o superficies en buena condición tendrán un grado de absorción solar mas bajo que paredes del tanque en malas condiciones.

Temperatura de la superficie del líquido T_L : Se divide en: temperatura de superficie del líquido máxima diaria T_{LX} , temperatura promedio del líquido de superficie idaria, T_{LA} , y la temperatura de superficie del líquido mínima diaria, T_{LN} .

Temperatura másica del líquido, T_B : Es la temperatura promedio diaria del líquido almacenado en el tanque de almacenamiento. Esta información está usualmente disponible en registros de aforo y registros de operación del tanque.

Factor turnover. K_N : Se define como la fracción de la saturación en el vapor venteado durante pérdidas por trabajo. Cuando $K_N=1$, el vapor venteado es saturado con vapor almacenado, cuando $K_N=0$, el vapor venteado no contiene vapor almacenado.

Factor producto, K_P : Se tiene en cuenta para el efecto de diferente tipos de líquidos almacenados en pérdidas evaporativas durante trabajo en tanques. Este factor aplica únicamente a pérdidas por trabajo.

Procedimiento de cálculo de pérdidas:

Las pérdidas totales, L_T , es la suma de las pérdidas por almacenamiento, L_S y las pérdidas por trabajo, L_W .

$$L_T \text{ (libras por año)} = L_S \text{ (libras por año)} + L_W \text{ (libras por año)} \quad (56)$$

Se asumen las siguientes condiciones en el cálculo de las pérdidas:

- El tanque es un cilindro vertical (para tanques cilíndricos horizontales).
- El líquido almacenado tiene una presión de vapor no mayor que 0.1 psia.
- Las ventilaciones son abiertas o están puestas a aproximadamente ± 0.03 libras por pulgada cuadrada.

✓ **Pérdidas por almacenamiento, L_S :**

Se requiere la siguiente información mínima: Diámetro del tanque, altura de pared del tanque, tipo de techo del tanque, color de la superficie exterior del tanque, ubicación del tanque, tipo de almacenamiento, temperatura del líquido almacenado, presión de vapor del almacenamiento, nivel de líquido en el tanque.

Las estimaciones se pueden mejorar con el conocimiento de la siguiente información adicional: La pendiente del techo cónico del tanque o el radio del techo tipo domo, la presión de alivio y vacío, la temperatura ambiente promedio diaria, el asilamiento solar diario en superficies horizontales, la presión atmosférica, el peso molecular del vapor de almacenamiento y la temperatura de superficie del líquido almacenado.

Las pérdidas por almacenamiento L_S , se deben a las pérdidas de vapor, las cuales ocurren como resultado del alivio de la presión.

$$L_S = 365 K_E H_{VO} \left(\frac{\pi}{4} D^2 \right) K_S W_V \quad (57)$$

Donde K_E , H_{VO} , K_S y W_V se calculan de las siguientes ecuaciones:

- ✓ K_E , factor de expansión del espacio de vapor:

$$K_E = 0.04 \quad (58)$$

Cuando se conoce el factor de grado de absorción solar (α) para el color de la superficie externa, el promedio de temperatura ambiente diario (T_{MAX} y T_{MIN}) y el aislamiento solar diario (I):

$$K_E = 0.0018 \Delta T_V \quad (59)$$

- ✓ H_{VO} , Espacio de vapor outage

$$H_{VO} = H_S - H_L + H_{RO} \quad (60)$$

- ✓ K_S , factor de saturación del espacio de vapor:

$$K_S = \frac{1}{1 + 0.053P_{VA}H_{VO}} \quad (61)$$

✓ W_V , densidad del vapor de almacenamiento,

$$W_V = \frac{M_V P_{VA}}{RT_{LA}} \quad (62)$$

✓ **Pérdidas por trabajo, L_W :**

Se requiere la siguiente información: El peso molecular del vapor almacenado, la presión de vapor en el almacenamiento, diámetro del tanque y la altura de líquido máxima almacenado, caudal almacenado, y tipo de almacenamiento.

Las estimaciones se pueden mejorar con el conocimiento de la siguiente información adicional: La presión de alivio y temperatura de la superficie del líquido.

Las pérdidas por trabajo, L_W , pertenecen a la pérdida de vapores por almacenamiento, lo cual ocurre como resultado de operaciones de llenado y vaciado del tanque:

$$L_W = NH_{LX} \left(\frac{\pi}{4} D^2 \right) K_N K_p K_B W_V \quad (63)$$

Si el rendimiento anual neto, Q , se conoce, se puede reemplazar la siguiente ecuación:

$$NH_{LX} \left(\frac{\pi}{4} D^2 \right) = 5.614Q \quad (64)$$

✓ El factor de pérdidas por trabajo, K_N , se calcula así:

$$K_N = 1 \quad (\text{para } N \leq 36) \quad (65)$$

$$K_N = \frac{180 + N}{6N} \quad (\text{para } N \geq 36) \quad (66)$$

✓ El factor de corrección por venteo, K_B es igual a 1, para un arreglo de alivio, ΔP_B , no mayor que el rango de ± 0.03 libras por pulgada cuadrada.

$$K_B = 1 \quad (67)$$

Discusión de variables

VARIABLES EN PÉRDIDAS POR ALMACENAMIENTO

- ✓ **Espacio de vapor outage, H_{VO} :** Es la altura de un cilindro de diámetro del tanque, D , cuyo volumen es equivalente al volumen del espacio de vapor de un tanque de techo fijo, incluyendo el volumen bajo el techo de cono o domo. Se calcula así:

$$H_{VO} = H_S - H_L + H_{RO} \quad (68)$$

Techos tipo cono:

$$H_{RO} = \frac{1}{3} H_R \quad (69)$$

Y

$$H_R = S_R R_S \quad (70)$$

Si S_R no se conoce, un valor típico es de 0.0625 pie por pies

Techos tipo domo:

$$H_{RO} = H_R [1/2 + 1/6(H_R/R_S)^2] \quad (71)$$

Donde:

$$H_R = R_R - (R_R^2 - R_S^2)^{0.5} \quad (72)$$

Si el radio del techo tipo domo del tanque no se conoce, un valor típico de 1.0D se puede asumir y se obtiene:

$$H_{RO} = 0.137 R_S \quad (73)$$

$$H_R = 0.268 R_S \quad (74)$$

- ✓ **Datos meteorológicos:**

Datos necesarios para estimar las pérdidas de almacenamiento: *Temperatura de ambiente máxima diaria, T_{MAX} , temperatura de ambiente mínimo diario, T_{MIN} y aislamiento solar total diario en superficie horizontal, I .*

Aislamiento se refiere a la incidencia de radiación solar. Si no hay datos disponibles, se pueden usar datos meteorológicos desde la estación climática mas cercana. La temperatura ambiente promedio diaria, T_{AA} y el rango de temperatura ambiente diario ΔT_A pueden ser calculados de:

$$T_{AA} = \frac{T_{AX} + T_{AN}}{2} \quad (75)$$

$$\Delta T_A = T_{AX} - T_{AN} \quad (76)$$

✓ **Grado de absorción solar de la pintura del tanque, α**

Es función del color de la superficie del tanque. La tabla 31, lista los grados de absorción solar para superficies de tanques seleccionados. Si el techo del tanque es pintado con un color diferente, se puede usar la siguiente ecuación:

$$\alpha = (\alpha_R + \alpha_S)/2 \quad (77)$$

✓ **Temperatura másica del líquido, T_B :**

Es la temperatura promedio del líquido almacenado en el tanque de almacenamiento. En la tabla de aforo usualmente se encuentra este dato. Si la temperatura másica del líquido no está disponible, se puede utilizar esta fórmula:

$$T_B = T_{AA} + 6\alpha - 1 \quad (78)$$

✓ **Temperatura promedio de la superficie del líquido diaria, T_{LA} :**

Es usada para calcular la presión del vapor almacenado a la temperatura promedio de superficie del líquido diaria, P_{VA} . Si T_{LA} , no se conoce, se puede calcular de la siguiente ecuación:

$$T_{LA} = T_{AA} + 0.56(6\alpha - 1) + 0.0079\alpha I \quad (79)$$

✓ **Rango de temperatura de vapor diaria, ΔT_V .**

Puede ser estimada de la siguiente ecuación:

$$\Delta T_V = 0.72\Delta T_A + 0.028\alpha I \quad (80)$$

✓ **Temperatura de la superficie del líquido máxima y mínima diaria, T_{LX} y T_{LN} .**

Se usan para calcular la presión del vapor almacenado. Si estos datos no están disponibles, se pueden estimar con las siguientes ecuaciones:

$$T_{LX} = T_{LA} + 0.25\Delta T_V \quad (81)$$

$$T_{LN} = T_{LA} - 0.25\Delta T_V \quad (82)$$

✓ **Peso molecular del vapor, MV**

Puede ser determinado por análisis de las muestras de vapor o por cálculo desde la composición del líquido. El peso molecular del vapor del petróleo

líquido seleccionado está dado en la tabla 6 del API MPMS chapter 19.1 “Evaporative loss from fixed roof-tanks”

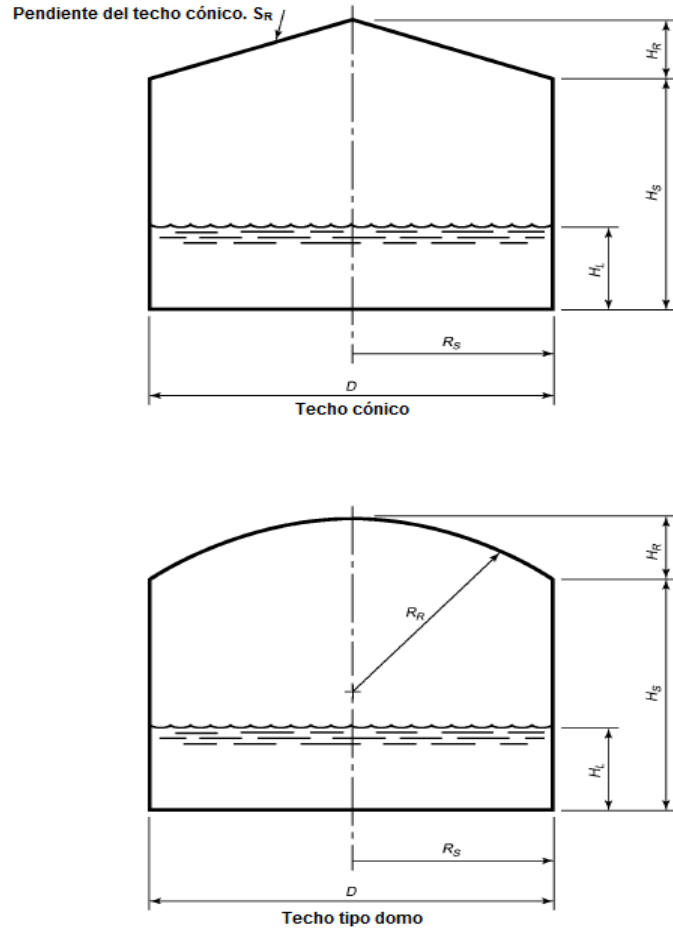


Fig. 29 Geometría de tanques de techo fijo

Tabla 30. Grado de absorción solar (α) para diferentes tipos de superficies de tanques

Color de la superficie	Tipo	Grado de absorción solar (α) (adimensional)	
		CONDICIÓN DE LA SUPERFICIE	
		BUENA	MALA
Aluminio	Specular	0.39	0.49
Aluminio	Difuso	0.60	0.68
Beige/crema		0.35	0.49
Café		0.58	0.67
Gris	Claro	0.54	0.63
Gris	Medio	0.68	0.74
Verde	Oscuro	0.89	0.91
Rojo	Primer	0.89	0.91
Oxidado	Óxido de hierro rojo	0.38	0.50
Marrón		0.43	0.55
Blanco		0.17	0.34
Alumino ^b	No pintado	0.10	0.15

- ✓ **Temperatura de la superficie del líquido máxima y mínima diaria, T_{LX} y T_{LN} .**

Se usan para calcular la presión del vapor almacenado. Si estos datos no están disponibles, se pueden estimar con las siguientes ecuaciones:

$$T_{LX} = T_{LA} + 0.25\Delta T_V \quad (81)$$

$$T_{LN} = T_{LA} - 0.25\Delta T_V \quad (82)$$

- ✓ **Peso molecular del vapor, MV**

Puede ser determinado por análisis de las muestras de vapor o por cálculo desde la composición del líquido. El peso molecular del vapor del petróleo líquido seleccionado está dado en la tabla 6 del API MPMS chapter 19.1 "Evaporative loss from fixed roff-tanks"

- ✓ **Presión de vapor diaria máxima, mínima y promedio, P_{VS} , P_{VA} , P_{VN}**

La presión de vapor del stock tiene puede ser determinada a tres temperaturas diferentes: La temperatura de superficie del líquido máxima diaria, T_{LX} , la temperatura de superficie promedio del líquido diaria, T_{LA} y la temperatura de superficie mínima del líquido diaria, T_{LN} .

Estas presiones pueden determinarse mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_{VX} = \exp[A - (B/T_{LX})] \quad (83)$$

$$P_{VA} = \exp[A - (B/T_{LA})] \quad (84)$$

$$P_{VN} = \exp[A - (B/T_{LN})] \quad (85)$$

- ✓ **Rango de presión de vapor diaria, ΔP_V**

Se puede calcular de la siguiente información:

$$\Delta P_V = P_{VX} - P_{VN} \quad (86)$$

Otro método para el cálculo de esta variable es:

$$\Delta P_V = \frac{0.05BP_{VA}\Delta T_V}{T_{LA}^2} \quad (87)$$

Esta ecuación es mas fácil de usar ya que requiere la presión de vapor del stock solamente a temperatura promedio de la superficie del líquido, T_{LA} .

✓ **Rango de la presión de alivio:**

El rango de la presión de vacío, ΔP_B , puede ser calculado de la siguiente ecuación:

$$\Delta P_B = P_{BP} - P_{BV} \quad (88)$$

El ajuste de la presión de alivio y vacío deben estar disponible de datos dados por el fabricante del tanque o el operador. Si no se cuenta con esta información, asuma: $P_{BP} = 0.03 \text{ Lb/in}^2$ y $P_{BV} = 0.03 \text{ Lb/in}^2$. Si el tanque es atornillado, asuma $\Delta P_B = 0$.

✓ **Factor de saturación del vapor ventilado, K_S :**

Puede ser estimado de la siguiente ecuación:

$$K_S = \frac{1}{1 + 0.053 P_{VA} H_{VO}} \quad (89)$$

• **VARIABLES EN PÉRDIDAS POR TRABAJO**

✓ **Throughput anual neto, Q :**

Es el volumen total del stock bombeado al tanque en un año que resulta en un incremento en el nivel de stock líquido en el tanque.

✓ **Factor turnover, K_N :**

Para tanques donde Q , es grande, resulta en turnovers frecuentes del tanque (mayores a 36 por años), la mezcla de aire-vapor del stock ventilada no está saturada con vapor del stock. K_N se usa para para considerar la condición de no saturación en el vapor ventilado.

El stock turnover rate, N , puede ser calculado de la siguiente ecuación:

$$N = \frac{5.614Q}{\left(\frac{\pi}{4}\right) D^2 H_{LX}} \quad (90)$$

✓ **Factor producto K_P :**

Se han desarrollado para mezcla líquidas de hidrocarburos multicomponentes. Para stocks de crudo $K_P = 0.75$.

Nomenclatura del capítulo:

A = Constante en la ecuación de presión de vapor. (adimensional)

B = Constante en la ecuación de presión de vapor (°R).

D = Diámetro del tanque (ft).

Exp = Función exponencial.

- H_L = Altura del líquido almacenado (ft)
 H_{LX} = Altura máxima del líquido en stock (ft).
 H_R = Altura del techo del tanque (ft)
 H_{RO} = Outage del techo (o altura de pared equivalente al volumen contenido bajo el techo) (ft)
 H_{RO} = Outage del techo (o altura de pared equivalente al volumen contenido bajo el techo) (ft)
 H_S = Altura de la pared del tanque (ft)
 H_{VO} = Espacio de vapor outage. (ft)
 I = Aislamiento solar total diario sobre la superficie horizontal, en unidades térmicas británicas por pie cuadrados diarios.
 Ln = Función de logaritmo natural
 M_V = Peso molecular del vapor almacenado Lb/Lb-mol.
 N = Caudal almacenado turnover. (turnovers/año)
 P_{BP} = Ajuste de la presión de alivio (Lb/in²).
 P_{BV} = Ajuste de la presión de vacío (Lb/in²).
 P_{VA} = Presión de vapor del stock, a la temperatura promedio de superficie del líquido diaria (Lb/in²)
 P_{VN} = Presión de vapor del stock a la temperatura mínima de superficie del líquido (Lb/in²).
 P_{VN} = Presión de vapor stock a la temperatura mínima de superficie del líquido, en libras por pulgada cuadrada absoluta.
 P_{VX} = Presión de vapor del stock a la temperatura máxima de superficie del líquido, (Lb/in²).
 Q = Stock annual net throughput (bbl/año).
 R = Constante de los gases ideales (10.731 psi.ft³/lb-molR)
 R_S = Radio de la pared del tanque (ft)
 RVP = Presión de vapor Reid, libras por pulgada cuadrada.
 S_R = Pendiente del techo cónico del tanque (pie por pies)
 T_{AA} = Temperatura ambiente promedio diaria (°R)
 T_{AN} = Temperatura ambiente mínima diaria (°R)
 T_{AX} = Temperatura ambiente máxima diaria (°R)
 T_B = Temperatura másica del líquido (°R)
 T_{LA} = Temperatura promedio de superficie del líquido (°R).
 T_{LN} = Temperatura mínima de la superficie del líquido diaria (°R).
 T_{LX} = Temperatura máxima de la superficie del líquido diaria (°R).
 WV = Densidad del vapor almacenado (Lb/ft³)
 α = Grado de absorción solar de la superficie del tanque (adimensional).
 α_R = Grado de absorción solar de la superficie del techo del tanque (adimensional).
 α_S = Grado de absorción solar de la superficie de la pared del tanque (adimensional).
 ΔP_B = Rango de la presión de alivio (Lb/in²).
 ΔP_V = Rango de presión de vapor diaria del stock (Lb/in²).
 ΔTA = rango de temperatura ambiente diaria (°R).
 ΔT_V = Rango de temperatura de vapor diaria (°R).

CAPÍTULO 20. MEDICIÓN EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN

Medición de hidrocarburos líquidos: Si el líquido medido está por encima de su punto de burbuja, las siguientes consideraciones de diseño deben ser usadas:

- a. Se debe hacer todo lo necesario para minimizar las caídas de presión en el sistema. Si el líquido libera gas, este causará errores en la medición. Se debe seguir el siguiente procedimiento:
 1. Seleccione y dimensione el medidor de flujo.
 2. Instale el medidor de flujo aguas arriba de una válvula de control.
 3. Minimice la distancia entre la salida del separador y el medidor de flujo.
 4. Localice el medidor de flujo debajo del nivel de líquido en el separador de prueba.
- b. Si hay problema de corrosión debido a partículas abrasivas en el crudo, se debe seleccionar el medidor adecuado para disminuir esta problemática.
- c. Si la temperatura del ambiente o flujo afecta el desempeño del medidor, se debe aislar o calentar algunos tramos del conducto.

Factor de merma: En un punto de medición, el petróleo está normalmente en su condición de punto de burbuja. Cuando el líquido es descargado hacia el stock tank a condiciones atmosféricas, los componentes más livianos en el crudo se evaporan, causando una reducción en su volumen. Por consiguiente, un término de corrección, definido como “factor de merma”, puede ser necesario aplicar para obtener el volumen de líquido corregido en el stock tank.

Cilindro toma muestra: La figura 30, muestra el ensamblaje de dos tipos de cilindros toma muestras: cilindro toma muestra de una sola cámara y cilindro toma muestra tipo pistón. Para la determinación del factor de merma en campo, un cilindro de una sola cámara es recomendado. El volumen del cilindro muestreador debe ser de al menos 300 cm³. Antes del uso, se debe determinar el volumen entre la válvula de entrada del cilindro y la válvula de salida. Para la determinación del factor de merma en laboratorio, el cilindro de cámara de pistón puede ser usado.

Procedimiento de muestreo in-situ:

- a. Para cilindros de una sola cámara, llene el cilindro muestreador con líquido antes de tomar la muestra. Si se usa un cilindro tipo pistón, llene

la cámara de precarga con gas presurizado a una presión más alta que la presión de la línea en el punto de muestreo.

- b. Con todas las válvulas del cilindro muestreador cerradas, conecte el cilindro muestreador a la válvula distribuidora como se muestra en la figura 31.
- c. Abra la válvula de muestreo distribuidora.
- d. Abra la válvula de purga suavemente.
- e. Purgue la línea para asegurar que cualquier escombros u objeto extraño sea forzado fuera de la línea.
- f. Mantenga el cilindro toma muestras a aproximadamente 45 grados de ángulo hacia abajo con la fuente toma muestra conectada en la parte superior de la válvula del cilindro.
- g. Suavemente abra la válvula de entrada del cilindro toma muestras.
- h. Suavemente abra la válvula de salida del cilindro o la válvula de precarga en un cilindro de doble cámara.
- i. Proceda suavemente – un mínimo de cinco minutos deben tomarse para completar el proceso.
- j. Consideraciones para propósitos de seguridad:
 1. Se debe tomar espacio libre para permitir la expansión de hidrocarburos líquidos en el cilindro después de la colección debido a cambios en la temperatura ambiente en el transporte.
 2. El cilindro toma muestra, debe mantenerse frío si es posible, se deben evitar incrementos excesivos de temperatura.
 3. Para cilindros de una sola cámara, el 20% del volumen del cilindro toma muestras es generalmente suficiente espacio libre para permitir la expansión de crudo y condensados del crudo y las facilidades de producción de gas.
 4. Este volumen es medido por el desplazamiento de líquido en el cilindro con el hidrocarburo líquido y medir el líquido desplazado en el cilindro graduado.
 5. Cuando aproximadamente 80% del volumen del cilindro es desplazado, la fuente de líquido es desconectada por el cierre del tope de la válvula del cilindro y la capa acuosa es drenada fuera del cilindro hasta que justo menos que el 20% del volumen es recibido.
 6. Se recomienda que una pequeña cantidad de volumen de agua permanezca en el cilindro.
 7. Cuando se recibe la muestra en el laboratorio, esto presurizará el cilindro a un punto por encima de la presión original de la muestra, y así el líquido está de nuevo en una sola fase y el factor de encogimiento puede ser determinado.
 8. Cuando se utilice un cilindro tipo pistón, el muestreo de hasta el 80% del volumen del cilindro es logrado.
- k. Cierre la válvula de salida
- l. Cierre la válvula de entrada del cilindro y la válvula distribuidora.

- m. Desconecta el cilindro toma muestras desde la válvula distribuidora de muestras.
- n. Registre la temperatura de la línea y la presión de la línea mediante la medición en el punto de muestreo tan cerca como sea posible.

Determinación del factor de merma (en campo):

La muestra capturada para la determinación del factor de merma debe representar el líquido a las condiciones de medición. El procedimiento para determinar el factor de merma es el siguiente:

- a. Determine la temperatura del fluido muestreado cuando la muestra es obtenida y registre la presión.
- b. Con el cilindro toma muestras cargado en una posición vertical, suavemente purgue la muestra en un cilindro graduado calibrado que esté abierto a la presión atmosférica. El cilindro graduado debe ser lo suficiente largo para contener toda la muestra.
- c. Permita que la muestra se estabilice hasta que no se vean burbujas de gas.
- d. Registre el volumen total de la muestra remanente en el cilindro graduado. Registre la temperatura de la muestra.
- e. Si hay agua presente en la muestra final, determine su corte de agua.
- f. Obtenga una muestra de agua libre y determine su gravedad API a 60°F o densidad en kg/m^3 a 15°C.
- g. Calcule el factor de encogimiento usando la siguiente ecuación:

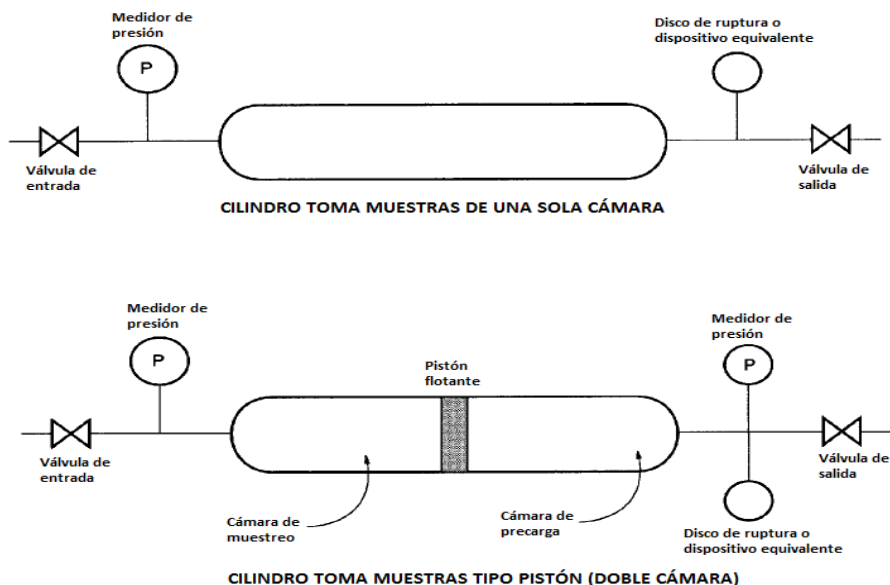


Fig. 30 Cilindros toma muestras

$$\text{factor de encogimiento} = \frac{(V_f - (V_f * X_w)) * (CTL)_f}{(V_i - (V_i * X_w)) * (CTL)_i} \quad (91)$$

Donde:

V_f = Volumen total de la muestra final en el cilindro graduado.

V_i = Volumen total de la muestra inicial en el cilindro toma muestra.

X_w = Fracción de volumen de agua en la muestra final.

$(CTL)_f$ = Factor de corrección de volumen basado en la temperatura final de la muestra.

$(CTL)_i$ = Factor de corrección de volumen basado en la temperatura durante el muestreo.

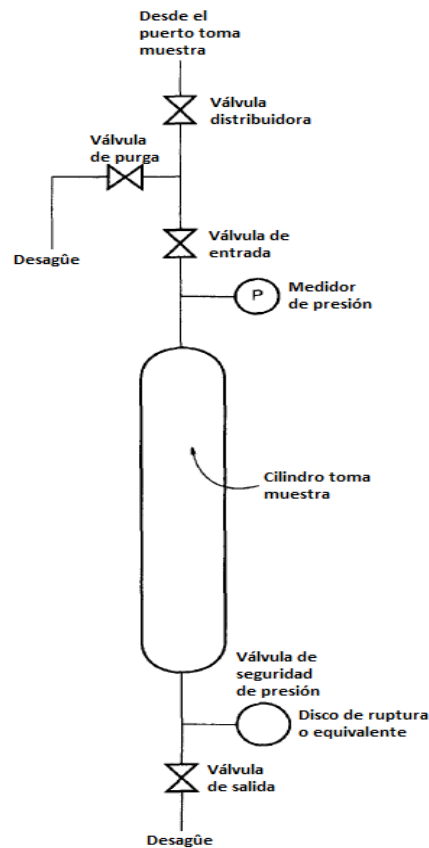


Fig. 31 Ensamblaje de muestreo

Procedimiento para el cálculo de cantidades de líquido: El volumen medido por un medidor de campo es ajustado conforme a su parte proporcional del volumen total de todos los medidores de campo en el sistema. Esta parte proporcional es aplicada al volumen corregido del sistema de medición. El volumen corregido del sistema de medición es determinado por el volumen

registrado en los medidores de transferencia de custodia más los inventarios finales, menos los inventarios iniciales.

Factor de merma: Cualquier entrega de producción a un sistema de medición de mas baja presión requerirá un factor de volumen de corrección para corregir a condiciones atmosféricas del stock tank.

Factor de agua y sedimento: Cualquier entrega de producción a un sistema de medición requerirá la determinación del factor de agua y sedimento.

Corrección de temperatura: Un sistema de medición puede contractualmente requerir corrección de temperatura para la mezcla de corrientes de fluidos de producción. Si se requiere, dispositivos de corrección de temperatura pueden instalarse en cada ubicación, o factores de corrección de temperatura usando las tablas del API MPMS chapter 11.1.

Cálculo de producción teórica: (Cuando se usa medidores de flujo)

El procedimiento se limita a crudos que tienen gravedad desde 0° API hasta 90° API. Tres diferentes procedimientos de cálculo se deben considerar:

1. **Procedimiento A:** Es usado cuando el contenido de agua y sedimento es bajo. Este procedimiento asume que la gravedad es determinada a condiciones atmosféricas y corregida a temperatura normal. No se considera el cambio de gravedad que podría resultar cuando la presión es disminuida y los hidrocarburos ligeros pueden liberarse.

La ecuación para calcular la producción teórica es expresada como:

$$\text{Producción teórica} = IV * MF * SF * CSW * CTL \quad (92)$$

Donde:

IV = Volumen de crudo aceite/agua como indica el medidor de flujo.

MF = Factor del medidor de flujo.

SF = Factor de corrección de merma de flujo. (CTL)

CSW = Factor de corrección de agua y sedimentos.

CTL = Factor de corrección de temperatura.

2. **Procedimiento B (Muestreo estático):** Se usa cuando una cantidad significativamente mayor de agua se encuentra y los métodos de muestreo estáticos se emplean para obtener una muestra representativa desde la línea de flujo. La muestra es expuesta a presión atmosféricas y el contenido de agua de la muestra es luego determinado por laboratorio o métodos de campo. La ecuación para calcular la producción teórica (volumen neto de crudo) en una emulsión aceite/agua es expresada como:

$$\text{Producción teórica} = IV * MF * (1 - X_{w,m}) * CTL_{o,m} * SF \quad (93)$$

La ecuación para calcular el volumen de agua neto producido es:

$$V_{w,st} = \text{Volumen indicado} * MF * X_{w,m} * CTL_{w,m} \quad (94)$$

Donde:

Producción teórica = Volumen de crudo corregido a condiciones de stock tank.

MF = Factor del medidor de flujo.

X_{w,m} = Fracción de volumen del corte de agua en la mezcla aceite/agua corregida

CTL = Factor de corrección de temperatura.

CTL_{w,m} = Factor de corrección de temperatura de agua producida a condiciones de medición.

3. **Procedimiento C (Muestreo dinámico):** Se usa cuando una cantidad significativamente mayor de agua se encuentra en el crudo y un analizador en línea proporciona una medida continua del corte de agua en el flujo aceite/agua. Por consiguiente el corte de agua medido representa la fracción de volumen de agua en la mezcla aceite/agua a condiciones de medición. ($X_{w,m}$).

La ecuación usada para calcular la producción teórica (volumen neto de petróleo) es una mezcla aceite/agua se expresa así:

$$\text{Producción teórica} = \text{Volumen indicado} * MF * (1 - X_{w,m}) * CTL_{o,m} * SF \quad (95)$$

Donde:

Producción teórica = Volumen de crudo corregido a condiciones de stock tank.

MF = Factor del medidor de flujo.

X_{w,m} = Fracción de volumen del corte de agua en la mezcla aceite/agua corregida

CTL = Factor de corrección de temperatura.

CTL_{w,m} = Factor de corrección de temperatura de agua producida a condiciones de medición.

V_{w,st} = Volumen de agua producida corregida a condiciones de stock tank

CTL_{w,m} = Factor de corrección de temperatura de agua producida a condiciones de medición.

Cálculo de producción corregida: La producción corregida es la producción teórica corregida igualando el volumen recibido a las entregas del sistema durante el periodo contable dado.

$$\begin{aligned} & \textit{Producción corregida del sistema total} && (96) \\ & = \textit{Vetas} + \textit{Inventoría final} - \textit{Inventario inicial} \end{aligned}$$

Para calcular la producción corregida de cualquier fuente en una estación de medición, se debe aplicar la siguiente fórmula:

$$= \frac{\textit{Producción teórica de la fuente}}{\textit{Producción teórica del sistema total}} * (\textit{Producción corregida del sistema total}) \quad (97)$$

Determinación de la inventoría (stock) final: Si un sistema de medición tiene capacidad de almacenamiento de líquido, el volumen almacenado ahí, se conoce como inventario o stock. La siguiente fórmula debe ser usada para calcular el inventario final de cada fuente para un periodo contable dado:

$$\textit{Inventoría final} = \textit{Producción corregida} + \textit{Inventoría inicial} - \textit{Venta} \quad (98)$$

Procedimientos de asignación: Las ventas para cualquier fuente se porratea basándose en la disponibilidad de venta. La disponibilidad de venta es calculada mediante la suma de la producción corregida a las inventorías iniciales. Esto se hace para asegurar que no hay inventorías finales negativas en el cálculo. Este cálculo de la asignación distribuye las ventas totales del sistema para cada fuente basándose en la entrega de la fuente, respecto a las fuentes disponibles las ventas disponibles de todo el sistema. Estas ventas son referidas como asignación de ventas, las cuales son calculadas mediante la siguiente ecuación:

$$\textit{Entrega de la fuente} = (\textit{Disponibilidad de venta de la fuente} / \textit{Disponibilidad de venta total del sistema}) * \textit{Entregas totales del sistema.} \quad (99)$$

CAPÍTULO 21. SISTEMAS DE MEDICIÓN ELECTRÓNICA DE HIDROCARBUROS

Elementos de un sistema de medición electrónica de líquido

- Dispositivos primarios: El dispositivo primario o medidor convierte el flujo en una señal medible, tal como un pulso eléctrico generado por un medidor de turbina o de desplazamiento. (Ver figura 31).

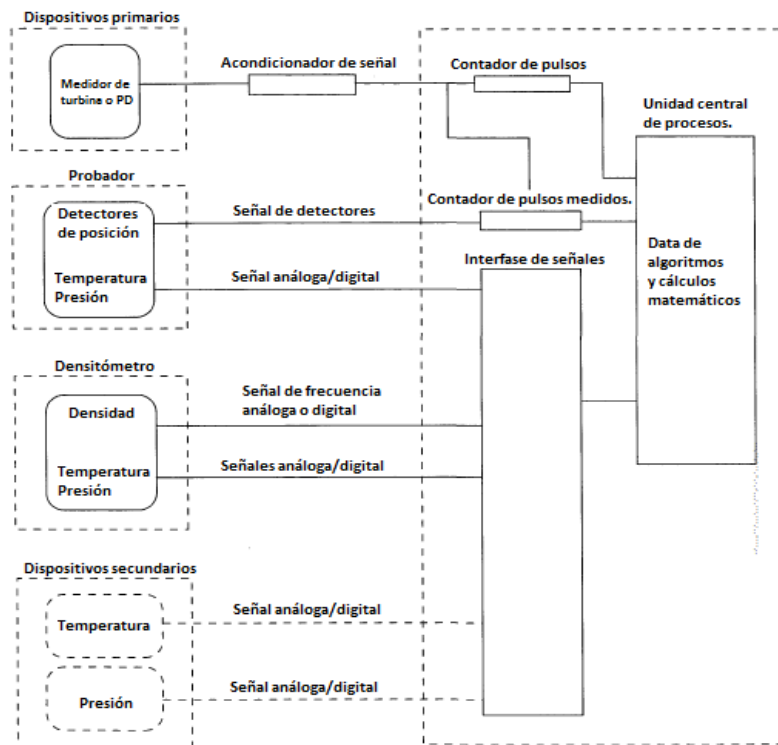


Tabla 31 Típico sistema de ELM.

- Dispositivos secundarios: En un sistema ELM, los dispositivos secundarios responden a las entradas de presión, temperatura, densidad y otras variables con los correspondientes cambios en las variables de salida. Estos dispositivos son referidos como transmisores cuando ellos han sido específicamente diseñados para transmitir información desde una locación a otra mediante la adición de un circuito electrónico que convierte las respuestas del dispositivo en señales. La señal puede ser análoga, digital o señal de frecuencia.
- Dispositivos terciarios: Algunas veces es referido como dispositivo de cálculo de flujo o calculador de flujo. Estos reciben información desde los dispositivos primarios o secundarios y usando instrucciones

programadas, calculan la cantidad de transferencia de custodia del fluido que fluye a través del elemento primario.

- Localización de los componentes de un sistema ELM: Los dispositivos primarios o secundarios se localizan on-site. Los dispositivos terciarios pueden ser localizados on-site u off-site.

Sistema de incertidumbre: La incertidumbre en el volumen bruto estándar (GSV) calculado desde un sistema de medición de líquidos electrónicos depende de las incertidumbres combinadas de sus partes, las cuales incluyen, pero no se limitan a lo siguiente:

- a. La operación de los dispositivos de compresión del sistema.
- b. Conformidad con los requerimientos de instalación.
- c. El método usado para transmitir señales de datos (análogas, de frecuencia, o digitales).
- d. La integridad de la señal patrón desde el sensor al dispositivo de entrada terciaria.
- e. El método de cálculo.
- f. Frecuencia de cálculo y calibración.

Un sistema de medición electrónico de líquido (dispositivos secundarios y terciarios) debe ser diseñado para cumplir con una incertidumbre de $\pm 0.25\%$ de flujo a 95% de nivel de confianza por encima del rango operativo esperado. Para reducir la incertidumbre del sistema, es recomendable instalar y mantener un equipo secundario en línea. Para dispositivos secundarios cuyos valores no cambien apreciablemente, se puede usar entradas secundaria fijadas o por defecto para el cálculo de incertidumbres, las desviaciones esperadas máximas pueden ser sustituidas directamente por estándares de tolerancia. Para propósitos de cálculos de incertidumbre, todos los dispositivos de entrada secundarios se deben mantener dentro de las tolerancias listadas en la figura 32 desde el sensor hasta el dispositivo terciario.

Pautas para el diseño, selección y uso de los componentes de sistemas ELM.

DISPOSITIVOS PRIMARIOS – Selección e instalación:

- La selección del medidor se basa en los requerimientos operacionales (caudal y viscosidad) y necesidades físicas (ambiente, accesibilidad, o frecuencia de operación). Un dispositivo primario tiene dos componentes, un elemento de medición rotacional y un dispositivo de respuesta para reportar el volumen que pasa a través del medidor.

- El medidor produce pulsos que representan unidades discretas del volumen que pasa a través de este. Los métodos para producir pulsos de respuesta dependen del tipo de medidor. Los pulsos producidos electromecánicamente son comunes para medidores de desplazamiento positivo y algunos medidores tipo turbina. Los medidores también se fabrican para proporcionar tanto pulsos electromecánicos como también eléctricos.

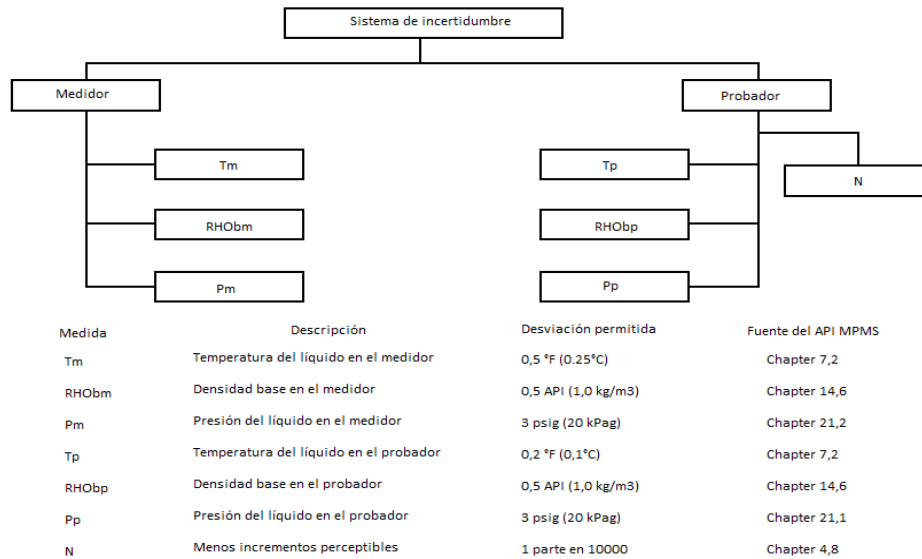


Fig. 32 Ejemplo de cálculos de incertidumbre del sistema

DISPOSITIVOS SECUNDARIOS – Selección e instalación:

Proporcionan un registro en tiempo real, excluyendo los datos de flujo desde dispositivos primarios, que pueden ser transferidos a dispositivos terciarios. Los dispositivos secundarios pueden ser divididos en 5 grupos:

- Sensores
 - Transmisores
 - Señal para convertidores digitales
 - Aisladores
 - Acondicionadores de señal
- Los conversores de señal digital convierten la lectura del sensor o cualquier señal análoga y convierten la señal a una lectura de valor digital para procesamiento. Un convertidor de señal puede construirse dentro de un transmisor, un dispositivo de cálculo de flujo o algún otro dispositivo intermedio.
 - Un aislador separa un porción del registro desde otro para protegerlo contra problemas de referencia de voltaje o señales extrañas y puede ser usado para replicar o convertir señales.
 - Los límites operacionales e impactos ambientales en la precisión de todos los dispositivos secundarios deben ser claramente establecidos. El efecto del

cambio de temperatura sobre un rango operacional específico debe también ser establecido.

- Los efectos máximos de todos los factores que pueden perjudicar la precisión, tales como temperatura ambiente, humedad, presión estática, vibración y varianzas en la energía aplicada deben ser establecidas por el fabricante.
- Los sensores de presión deben ser instalados a la misma elevación del dispositivo primario para eliminar pérdidas o ganancias de cabeza.
- Todos los dispositivos secundarios deben ser instalados y mantenidos de acuerdo a las guías del fabricante y códigos locales.

La precisión de un transmisor puede ser expresada como a) Porcentaje del valor del rango superior (URV), b) Porcentaje del span de calibración, c) Porcentaje de la lectura. Las especificaciones del transmisor generalmente tienen una precisión establecida, esta es llamada precisión establecida o precisión de laboratorio y esta puede ser influenciada por:

- a. Temperatura ambiente.
- b. Efecto de vibración.
- c. Energía aplicada.
- d. Posición del montaje.

La evaluación de estas condiciones es importante, ya que ellas pueden significativamente influenciar la precisión de un transmisor. Para establecer la precisión de un transmisor, todos los errores posibles pueden ser calculados usando el método RSS (root of the sum of the squares).

DISPOSITIVOS TERCIARIOS – Selección e instalación:

- Un dispositivo terciario recibe los datos desde los dispositivos secundarios o primarios para calcular flujo. Este dispositivo es programado o configurado para coleccionar datos y calcular flujo y volumen.

Cuando se elige un dispositivo terciario, se debe considerar lo siguiente:

- a. Grado de configurabilidad.
 - b. Número y tipo de procesos para entradas y respuestas.
 - c. Requerimientos eléctricos.
 - d. Frecuencia de calibración.
 - e. Habilidad para generar reportes.
 - f. Seguridad de los datos y algoritmos.
- El fabricante debe establecer los efectos de linealidad, histéresis y repetibilidad para el rango específico de operación.
 - El dispositivo debe cumplir con los límites operacionales para exposición a temperatura, humedad y otra condición ambiental, o el dispositivo debe ser apropiadamente protegido.

CONCLUSIONES

- Las normas API estandarizan los procedimientos de trabajo en la industria del petróleo a nivel internacional y esto ayuda a asegurar el correcto trabajo mutuo entre las partes involucradas en la fiscalización y transferencia de custodia. Para SETIP y la empresa operadora es forma de lograr la efectividad en los procesos de medición de hidrocarburos.
- El mejoramiento continuo de las técnicas de fiscalización y medición de hidrocarburos por parte del personal operativo presente en los diferentes campos de producción, donde la empresa ejerce labores, es fundamental en la obtención de resultados precisos y confiables en el proceso de venta de crudo. Esto se logra con la estandarización de procedimientos y elaboración de documentos confiables como guía durante la realización de labores.
- Es fundamental al momento de adquirir contratos de manejo y administración de campos de producción, brindar confiabilidad a la compañía operadora, una de la formas de lograr esto es con la presentación de un manual de medición completo conforme a la normatividad que regula los diferentes procedimientos llevados a cabo en el proceso.
- La documentación organizada de los procedimientos de medición de hidrocarburos, estructurados de acuerdo al manual de las normas API MPMS, facilita la interpretación y búsqueda de pautas en el desarrollo de las diferentes actividades que enmarcan la medición y fiscalización de hidrocarburos.
- Es de vital importancia conocer, estudiar y saber interpretar los diferentes documentos que hacen parte del manual de medición de hidrocarburos, ya que esto disminuirá la probabilidad de que se presenten errores o accidentes que afecten la precisión y el funcionamiento de equipos.
- El personal operativo de SETIP en campo, de forma general presenta buenas aptitudes y técnicas al momento de la fiscalización, pues la vasta experiencia y destreza propia de cada persona se ve reflejada en las diferentes evaluaciones y análisis hechos, donde se obtuvieron buenos



MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

resultados por parte de auxiliares, operadores y supervisores de producción.

- Los formatos de registro de pruebas de laboratorio, verificaciones e inspecciones diarias y mensuales de equipos de medición con las que cuenta la empresa, cumplen con los parámetros y exigencias de normatividad y calidad que exigen las diferentes compañías de la industria del petróleo.

RECOMENDACIONES

- Mantener actualizadas las normas API y ASTM y capacitar continuamente al personal con el fin de asegurar eficacia y buenos resultados durante el proceso.
- Definir responsabilidades de manera estricta en campo, con el fin de asegurar el registro de los formatos de inspección, verificación y pruebas de laboratorio, los cuales han sido hallazgos encontrados por auditorías hechas en cuanto a medición.
- Instruir de manera especial al personal nuevo, el cual no cuenta con experiencia, a través de capacitaciones especiales y mediante la exigencia de estudio de documentos referentes a la fiscalización en facilidades de producción (por ejemplo el manual de medición) con el fin de no afectar la incertidumbre de la medición de variables y no tener errores, los cuales a largo plazo, representados en dinero suman una cantidad muy considerable.

BIBLIOGRAFÍA

API MPMS (Manual of Petroleum Measurements Standards):

✓ Chapter 1 “Vocabulary”

✓ Chapter 2 “Tank calibration”:

section 2A Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the Manual Tank Strapping Method.

section 2B Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the optical Reference Line Method.

section 2C “Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical-triangulation Method”.

✓ Chapter 3 “Tank Gauging”:

section 1A “Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products”

section 2 “Standard Practice for Gauging Petroleum and Petroleum Products in Tank Cars”

✓ Chapter 4 “Proving Systems”

Section 1 “Introductions”

Section 2 “Displacement provers”

Section 3 “Small volume provers”

Section 4 “Tank Provers”

Section 5 “Master Prover Systems”

✓ Chapter 5 “Metering”

Section 1 “General considerations for Measurement by meters”

Section 2 “Measurement of liquid Hydrocarbons by displacement meters”

Section 3 “Measurement of liquid Hydrocarbons by turbine meters”

- ✓ Chapter 6 “Metering Assemblies”

Section 1 “Lease Automatic Custody Transfer (LACT) Systems”

- ✓ Chapter 7 “Temperature determination”
- ✓ Chapter 8 “Sampling”

Section 1 “Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products”

- ✓ Chapter 9 “Density Determination”

Section 1 “Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by hydrometer Method”

- ✓ Chapter 10 “Sediment and Water”

Section 3 “Standard test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method” (Laboratory Procedure)

Section 7 “Standard Test Method for Water in Crude Oils by Potentiometric Karl Fischer Titration”

- ✓ Chapter 11 “Physical Properties Data”

Section 1 “Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils”

- ✓ Chapter 12 “Calculation of petroleum Quantities”

Section 1 “Calculation of Static Petroleum Quantities”

Section 2 “Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors”.

- ✓ Chapter 13 “Statistical Aspects of Measuring and Sample”

Section 1 “Statistical Concepts and Procedures in Measurement”

Section 2 “Methods of Evaluating Meter Proving Data”

- ✓ Chapter 14 “Natural Gas Fluid Measurement”

Section 3 “Concentric, Square-Edged Orifice Meters”

- ✓ Chapter 15 “Guidelines for the Use of the International System of Units (SI) in the Petroleum and Allied Industries”
- ✓ Chapter 16 “Measurement of hydrocarbons fluids by Weight or Mass”

Section 2 “Mass Measurement of Liquid Hydrocarbons in Vertical Cylindrical Storage Tanks By Hydrostatic Tank Gauging”

- ✓ Chapter 17 “Marine Measurement”

Section 1 “Guidelines for Marine Cargo Inspection”

- ✓ Chapter 18 “Custody Transfer”

Section 1 “Measurement Procedures for Crude Oil Gathered From Small Tanks by Truck”

- ✓ Chapter 19 “Evaporative Loss Measurement”

Section 1 “Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks”

- ✓ Chapter 20 “Allocation Measurement”

Section 1 “Allocation Measurement”

- ✓ Chapter 21 “Flow Measurement using Electronic Metering Systems”

Section 2 “Flow Measurement using Electronic Metering System”

American Society for Testing Materials (ASTM):

ASTM D 4057 “Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products”

ASTM D 4377 “Standar Test Method for Water in Crude Oil by Potentiometric Karl Fischer Titration”.

ASTM D 1298-99 “Section 1 “Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by hydrometer Method”

Manual de medición de hidrocarburos de Ecopetrol (MMH)