

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO PARA EL REEMPLAZO DE MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO POR MEDIDORES MÁSICOS TIPO CORIOLIS EN LAS UNIDADES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE HIDROCARBUROS (LACT) EN EL CAMPO SINGUE.

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

YANDRY EDGAR CHAMBA ROSILLO
yandry.chamba@gmail.com

IVÁN ANDRÉS TAPIA TUFÍÑO
and13@gmail.com

DIRECTOR: ING. ÁLVARO GALLEGOS ERAS, MSc.
alvaro.gallegos@epn.edu.ec

Quito, Agosto 2016

DECLARACIÓN

Nosotros, Yandry Edgar Chamba Rosillo, Iván Andrés Tapia Tufiño, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

**YANDRY EDGAR
CHAMBA ROSILLO**

**IVÁN ANDRÉS TAPIA
TUFÍÑO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Yandry Edgar Chamba Rosillo e Iván Andrés Tapia Tufiño, bajo mi supervisión.

Ing. Álvaro Gallegos Eras. MSc
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

En primer lugar mi agradecimiento con Dios, por haberme dado la fuerza, inteligencia y sabiduría para poder culminar esta etapa de mi vida.

A mi familia en especial a mi Madre que me ha dado el apoyo incondicional durante toda mi vida estudiantil siendo siempre un ejemplo de valentía y lucha que me ha ayudado a crecer tanto de forma profesional como personal, siendo un ejemplo de superación para alcanzar este logro en mi vida.

A mi querido Padre, Edgar Chamba, que aunque no estés entre nosotros siempre te tengo presente y cada vez que siento que no puedo, recuerdo tus palabras “Métele Ñeque hijo”, gracias Papá.

A mis hermanos, Tatiana y Cristhian, con ustedes emprendimos este camino de superación viviendo solos en una ciudad alejada de nuestra familia y de verdad siempre agradeceré su apoyo y compañía durante todo este camino de mi vida de estudio.

A los maestros y parte administrativa de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, especialización Ingeniería en Petróleos que supieron impartir sus conocimientos en las aulas de estudio. De forma especial al Ing. Álvaro Gallegos, por la confianza para la realización de este proyecto, a los Ingenieros Rafael Cevallos y Rubén Grandez por sus aportes brindados.

A mi compañero y amigo Andrés, ya que juntos emprendimos el desarrollo de este proyecto y logramos concluirlo con éxito. Y todos mis amigos que han estado en los momentos malos y buenos de mi vida estudiantil de forma especial a ti Sammy gracias por haber sido siempre mi apoyo incondicional y haber estado para mi siempre que te necesite.

Yandry Chamba.

AGRADECIMIENTO

Para llegar a alcanzar esta meta tuve que seguir un largo trayecto, de malas, buenas y excelentes experiencias que forjaron y marcaron el camino, gracias a todas aquellas personas, amigos, hermanos con los que aprendimos a luchar para llegar.

El graduarnos no fue solo gracias a que aprendimos a superar los retos académicos, sino a que pudimos afrontar y superar los retos diarios de la vida, retos que nos formaron como personas, retos que nos convirtieron en profesionales.

De verdad quiero agradecer a los “Sementadores” que fueron mi familia, con ellos pasamos de todas, “Mis Patas” que estuvieron conmigo en las malas y en las peores, Pichuria y María que fueron verdaderas amigas, Tefita y Crisa.

Nombrar a Yandry, Huvas, Zambito, Presi, Chiles, Diego, Tutuchis, Anderson y Mono estaría de más, ya que con ellos estuvimos desde el inicio hasta el final y hasta ahora. Gracias Sementadores por las experiencias vividas.

Y sí, el proyecto y meta final no pudiera estar completa si no hiciera un extenso agradecimiento por el esfuerzo y apoyo incondicional de mi amigo, hermano y compañero de Tesis Yandry.

Cabe agradecer al Ingeniero Álvaro Gallegos, que ha sido amigo y guía en la realización de este proyecto, ya que sus consejos y apoyo nos llevaron a culminar con éxito este estudio.

Y un especial agradecimiento a Ximenita, que siempre ha estado dándonos su apoyo y consejos para lograr alcanzar el final del camino *Andrés Tapia.*

DEDICATORIA

Este logro quiero dedicarlo a mi madre María Lorena Rosillo Chamba, quien siempre ha sido mi apoyo en todas las decisiones tomadas durante mi vida y que estoy seguro que contaré con su amor incondicional y apoyo en las decisiones que tendré que tomar en mi futuro.

A mis Abuelitos Maita y Segundo por siempre estar para mi y mis hermanos.

Yandry Chamba.

DEDICATORIA

Este logro alcanzado quiero dedicarlo a mi Madrecita Linda que ha sido la que siempre me a brindado su mano cariñosa y abnegada sin importar cual sea el obstáculo que he tenido que superar, y que estoy seguro estará conmigo incondicionalmente con su tiempo y amor.

A mi Papá que a pesar de todo nunca dejó de apoyarme, que se a sacrificado para que yo pueda llegar a alcanzar cada una de las metas de mi vida.

A ti ñañita que te quiero como no tienes idea y que desde siempre has sido mi compañera.

Este logro es para ustedes mi familia.

Andrés Tapia.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO SINGUE.....	27
1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO SINGUE	27
1.2 DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL CAMPO SINGUE	27
1.3 YACIMIENTOS PRODUCTORES	29
1.3.1 RESERVAS DE PETRÓLEO.....	29
1.3.2 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	29
1.4 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SINGUE	30
1.4.1 ESTRATIGRAFÍA DE LAS FORMACIONES.....	31
1.4.1.1 Arenisca “U” Inferior.....	32
1.4.1.2 Arenisca “T” Superior.....	32
1.4.1.3 Tiyuyacu Inferior.	33
1.4.1.4 Tiyuyacu Superior.....	33
1.4.2 HISTORIA DEL CAMPO SINGUE	33
1.4.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SINGUE	34
1.4.4 CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO	35
1.4.4.1 Calidad del agua.....	35
1.4.4.2 Sólidos suspendidos totales (TSS).....	36
1.4.4.3 Sólidos disueltos totales (TDS).....	36
1.4.4.4 Turbidez.....	36
1.4.4.5 Gases disueltos.	37
1.4.4.6 Potencial hidrogeno (pH).....	37
1.4.4.6.1 Clasificación del pH	38
1.4.4.7 Acidez.	38
1.4.4.8 Alcalinidad.	39
1.4.4.9 Contenido de aceite.....	39
1.4.4.10 Gravedad específica.....	39

CAPÍTULO 2

SOPORTE TÉCNICO CIENTÍFICO DE LOS TIPOS DE MEDICIÓN FISCAL EN LA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE HIDROCARBUROS..... 40

2.1 MEDICIÓN ESTÁTICA.....	40
2.1.1 TANQUES DE ALMACENAMIENTO	40
2.1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	41
2.1.2.1 Tanques atmosféricos.	41
2.1.2.1.1 Tanque Cilíndrico Vertical con Techo Fijo.	42
2.1.2.1.1.1 Partes Principales de un tanque vertical de techo fijo.....	43
2.1.2.1.2 Tanque Cilíndrico Vertical con Techo Flotante Interno (Membrana).	44
2.1.2.1.2.1 Consideraciones en el diseño de una membrana interna flotante.....	45
2.1.2.1.3 Tanques de almacenamiento verticales de techo flotante EXTERNO.....	46
2.1.2.1.3.1 Componentes principales de un tanque de techo flotante externo.	47
2.1.3 OBTENCIÓN DE DATOS	49
2.1.3.1 Métodos para la obtención de datos para la calibración de tanques.	49
2.1.3.1.1 Método de “strapping” o método de medición manual de anillos.	50
2.1.3.1.1.1 Cintas para la medición de la altura.	50
2.1.3.1.1.2 Cintas para la medición de la circunferencia.....	51
2.1.3.1.1.3 Calibración de la cinta de Trabajo.....	52
2.1.3.1.1.4 Corrección en la medición.....	53
2.1.3.2 Formatos para el registro de datos.....	54
2.1.3.3 Tolerancias de los instrumentos de medición.....	55
2.1.4 Medición de Variables.....	55
2.1.4.1 Medición del espesor de las planchas.....	55
2.1.4.2 Mediciones verticales	55
2.1.4.2.1 Altura externa de la carcasa.	56
2.1.4.2.2 Altura interna efectiva.	58

2.1.4.3 Mediciones Circunferenciales.....	60
2.1.5 Medición del volumen muerto	61
2.1.5.1 Medición en el fondo del tanque.....	62
2.1.5.2 Medición en techos flotantes.	62
2.1.5.3 Determinación del volumen muerto en techos flotantes.....	62
2.1.6 Aforo de tanques y la transferencia de custodia de hidrocarburos.....	64
2.2 MEDICIÓN DINÁMICA.....	64
2.2.1 DEFINICIÓN	65
2.2.2 ESQUEMA UNIDAD LACT	65
2.2.3 CARACTERÍSTICAS UNIDAD LACT	65
2.2.4 COMPONENTES DE UNA UNIDAD LACT	66
2.2.4.1 Bombas de Transferencia.....	66
2.2.4.2 Filtro.....	66
2.2.4.3 Medidor BSW.....	66
2.2.4.4 Válvulas.	66
2.2.4.4.1 Válvula Check.	66
2.2.4.4.2 Válvula Ecuilizador.	67
2.2.4.4.3 Válvula de desvío de tres vías.	67
2.2.4.5 Toma Muestras.....	67
2.2.4.6 Probador.....	67
2.2.4.7 Transductores e Indicadores de presión y temperatura.	67
2.2.4.8 Computador de flujo.	67
2.2.5 Medidores Monofásicos	68
2.2.5.1 Medidores Monofásicos de Desplazamiento Positivo	68
2.2.5.1.1 Álabes Giratorios.	68
2.2.5.1.2 Engranajes Ovalados.....	69
2.2.5.1.3 Tipo Turbina.....	70
2.2.5.1.4 Másico Coriolis.....	71

CAPÍTULO 3

SOFTWARE PARA LA ELABORACIÓN DE TABLAS DE AFORO UTILIZADAS EN LA CUANTIFICACIÓN ESTÁTICA EN LA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE HIDROCARBUROS.....	73
---	-----------

3.1 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.....	73
3.2 PARÁMETROS A CONSIDERAR PARA LA ELABORACIÓN DE LA TABLA DE CALIBRACIÓN.	73
3.3 CIRCUNFERENCIA INTERNA CORREGIDA	74
3.4 CORRECCIÓN DE CIRCUNFERENCIA: CINTA DE TRABAJO VS CINTA MAESTRA.	74
3.5 CORRECCIÓN DE LA LONGITUD POR TEMPERATURA CONDICIONES ESTÁNDAR.	75
3.6 CORRECCIÓN PARA ELEVACIONES DE CINTA EN MEDICIÓN HORIZONTAL.....	75
3.7 CORRECCIÓN DE LA CIRCUNFERENCIA EXTERNA POR ESPESOR DE LA PARED DEL TANQUE.	77
3.8 EXPANSIÓN Y CONTRACCIÓN DE CASCO DEL TANQUE DE ACERO POR LA CARGA DE LÍQUIDO	77
3.8.1 CORRECCIÓN POR CONTRACCIÓN.....	77
3.8.2 CORRECCIÓN POR EXPANSIÓN.....	78
3.9 SUMARIO DE CORRECCIONES DE CIRCUNFERENCIA EXTERNA A CIRCUNFERENCIA INTERNA.....	79
3.10 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN MUERTO.....	81
3.10.1 VOLUMEN MUERTO ESTRUCTURAL.....	81
3.10.2 FORMA DEL FONDO DEL TANQUE.....	83
3.10.3 TECHO FLOTANTE CONSIDERADO COMO VOLUMEN MUERTO.	83
3.11 DESARROLLO DE LA TABLA DE AFORO APLICANDO HOJA DE CÁLCULO DESARROLLADA EN ESTE ESTUDIO.	85
3.11.1 RECOPIACIÓN DE DATOS.	86
3.11.1.1 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL TANQUE BAJO CALIBRACIÓN.....	89
3.11.2 CORRECCIONES A LAS MEDIDAS REALIZADAS EN CAMPO Y CÁLCULO DEL VOLUMEN INCREMENTAL.....	91
3.11.2.1 ANÁLISIS DE LAS CORRECCIONES A REALIZAR EN EL TANQUE BAJO CALIBRACIÓN.	92
3.11.3 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN MUERTO CORRESPONDIENTE A CADA ACCESORIO EN EL TANQUE.	94

3.11.3.1 Análisis del volumen muerto que tiene el tanque bajo calibración.	94
3.11.4 TABLA DE AFORO PARA EL TANQUE 1 PERTENECIENTE A LA ESTACIÓN DE ALMACENAMIENTO X.....	96
3.12 CÁLCULO DE CANTIDADES ESTÁTICAS DE PETRÓLEO	100
3.12.1 REGLAS DE APROXIMACIÓN PARA REDONDEO DE CIFRAS.....	101
3.12.1.1 Redondeo de números positivos	101
3.12.1.2 Redondeo de números negativos.....	102
3.12.2 DATOS DE ENTRADA O PRIMARIOS (DIRECTOS).	103
3.12.3 DATOS CALCULADOS O SECUNDARIOS (INDIRECTOS).	103
3.12.3.1 Cálculo del volumen bruto observado (GOV).....	104
3.12.3.2 Volumen total observado.....	104
3.12.3.3 Ajuste por agua libre (FW) y sedimentos en el fondo del tanque.	105
3.12.3.4 Corrección por efecto de la temperatura de la pared de acero del tanque (CTSh).....	105
3.12.3.5 Ajuste par techo flotante (FAR).	106
3.12.3.6 Cálculo del volumen bruto estándar (GSV).	107
3.12.3.7 Factor de corrección por temperatura del líquido (CTL).....	108
3.12.3.8 Contenido de agua y sedimentos (S&W).....	109
3.12.3.9 Factor de corrección por el contenido de agua y sedimento (CSW)	109
3.12.3.10 Cálculo del volumen neto estándar (NSV).....	109
3.12.4 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO BASADO EN VOLUMEN CON MEDICIÓN ESTÁTICA.....	110

CAPÍTULO 4

MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO Y MEDIDORES DE TECNOLOGÍA CORIOLIS UTILIZADOS EN LAS UNIDADES LACT EN EL CAMPO SINGUE.	111
4.1 INTRODUCCIÓN.....	111
4.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE MEDIDOR A UTILIZAR EN LA UNIDAD LACT.	112

4.3 MEDIDA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS POR MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO	112
4.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO	113
4.4.1 SELECCIONAR UN MEDIDOR Y ACCESORIOS.....	114
4.5 INSTALACIÓN	116
4.5.1 VÁLVULAS	116
4.5.2 INSTALACIÓN DE LA TUBERÍA	116
4.5.2.1 Consideraciones de la instalación en tuberías	118
4.5.3 INSTALACIONES ELÉCTRICAS.....	121
4.5.4 DESEMPEÑO DEL MEDIDOR.....	121
4.5.4.1 Factor de medición.....	121
4.5.4.2 Causas de variaciones en el factor de medición.....	123
4.5.4.3 Variaciones en la rata de flujo	123
4.5.4.4 Variaciones en la viscosidad.....	124
4.5.4.5 Variación en temperatura.....	124
4.5.4.6 Variaciones de presión.....	125
4.6 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	125
4.6.1 CONDICIONES QUE AFECTAN LAS OPERACIONES.....	126
4.6.2 PRECAUCIONES PARA OPERAR MEDIDORES RECIENTEMENTE INSTALADOS.....	126
4.6.3 INSTRUCCIONES PARA OPERAR SISTEMAS MEDIDORES.....	127
4.7 MEDIDOR DE PRUEBA (PROBADOR).....	128
4.7.1 PROBADORES UTILIZADOS PARA LA CALIBRACIÓN DE MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.....	129
4.7.1.1 Probadores bidireccionales.....	129
4.7.1.1.1 Accesorios de un probador bidireccional de esfera.....	130
4.7.1.1.2 Principio de operación o funcionamiento de un probador bidireccional.....	132
4.7.2 MÉTODOS DE CONTROL DE FACTORES DE MEDICIÓN.....	136
4.7.3 MANTENIMIENTO DEL MEDIDOR.....	137
4.8 MEDIDA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS POR MEDIDORES MÁSCOS CORIOLIS.....	138
4.8.1 INTRODUCCIÓN	138

4.8.2 FUERZA CORIOLIS	138
4.8.3 SISTEMA CORIOLIS	139
4.8.4 DESCRIPCIÓN DEL EFECTO CORIOLIS EN UN MEDIDOR DE CAUDAL.....	140
4.8.5 MEDICIÓN DE DENSIDAD DEL FLUIDO CON EL MEDIDOR CORIOLIS.	144
4.8.5.1 Principio físico para la medición de la densidad de un fluido	144
4.8.5.2 Determinación de la densidad mediante el efecto coriolis.....	145
4.8.6 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE UN MEDIDOR CORIOLIS.	145
4.8.6.1 Consideraciones para el sensor de flujo.....	145
4.8.6.1.1 Configuración geométrica del tubo sensor.	145
4.8.6.1.1.1 Flashing y Cavitación	147
4.8.6.1.2 Material del tubo sensor.....	148
4.8.6.1.3 Exactitud del sensor de flujo.	148
4.8.6.1.4 Rango de presión de trabajo.....	149
4.8.6.1.5 Alimentación Eléctrica.....	149
4.8.7 CONSIDERACIONES TRANSMISOR CORIOLIS.....	149
4.8.8 CONSIDERACIONES GENERALES EN EL DISEÑO.....	150
4.8.9 OPERACIONES CON MEDIDORES TIPO CORIOLIS	152
4.8.10 REDUCCIÓN A CERO DEL VALOR REGISTRADO POR EL MEDIDOR.	152
4.8.10.1 Procedimiento para reducir el valor a cero (Zeroing).	152
4.8.11 EFECTOS DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO EN LA OPERACIÓN E INSTALACIÓN	153
4.8.11.1 Condiciones del medidor durante la instalación.	154
4.8.11.2 Condiciones del medidor durante la operación.	155
4.8.11.3 Consideraciones para cambiar el cero guardado en el valor del medidor (reposición a cero).	156
4.8.12 CALIBRACIÓN DE MEDIDORES CORIOLIS.....	157
4.8.12.1 Términos de calibración de un medidor.....	157
4.8.12.2 Repetibilidad y linealidad del medidor.	157
4.8.13 FACTOR DEL MEDIDOR (METER FACTOR).	158

4.8.13.1 Volumen corregido del probador y del medidor.....	158
4.8.13.2 Factores de Corrección	158
4.8.14 PROBADORES.....	160
4.8.14.1 Probadores utilizados para la calibración de medidores másicos tipo coriolis.	161
4.8.14.1.1 Sistema de calibración por método gravimétrico.	162
4.8.14.1.2 Funcionamiento del método gravimétrico utilizado en probadores para la calibración de medidores.....	162

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DEL REEMPLAZO DE MEDIDORES DINÁMICOS DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO POR MEDIDORES MÁSICOS TIPO CORIOLIS UTILIZADOS EN LAS UNIDADES (LACT) DEL CAMPO SINGUE.....

5.1 INTRODUCCIÓN.....	165
5.2 CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS REQUERIDOS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN EL CAMPO SINGUE.....	166
5.2.1 PRODUCCIÓN ACUMULADA CAMPO SINGUE.....	166
5.2.2 CARACTERIZACIÓN DEL PETROLEO Y GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO SINGUE.	168
5.2.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN CAMPO SINGUE.....	169
5.3 ANÁLISIS TÉCNICO.....	170
5.3.1 MEDIDOR DE FLUJO DESPLAZAMIENTO POSITIVO.....	170
5.3.1.1 Ventajas del medidor de desplazamiento positivo.....	171
5.3.1.2 Desventajas del medidor de desplazamiento positivo.....	172
5.3.2 MEDIDOR DE FLUJO MÁSIKO TIPO CORIOLIS.....	172
5.3.2.1 Ventajas del medidor másico tipo coriolis.....	173
5.3.2.2 Desventajas del medidor másico tipo coriolis.....	174
5.3.3 ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO.....	174
5.3.4 PARÁMETROS A CONSIDERAR EN LA COMPARACIÓN DE LOS MEDIDORES.....	176
5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE LOS MEDIDORES ...	180
5.4.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	180

5.4.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	181
5.4.3 PARÁMETROS ECONÓMICOS A CONSIDERAR.	182
5.4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO Y MÁSIKO.	184
5.4.5 ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LOS MEDIDORES DE FLUJO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO Y MÁSIKO.	185
5.4.6 ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS PARA LOS MEDIDORES DE FLUJO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO Y MÁSIKO.	187
5.4.7 INDICADORES ECONÓMICOS DEL ESTUDIO.	187
CAPÍTULO 6	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	188
6.1 CONCLUSIONES.	188
6.2 RECOMENDACIONES.	192
GLOSARIO.....	194
REFERENCIAS BOBLIOGRÁFICAS.....	202
ANEXOS.....	204

ÍNDICE ANEXOS

ANEXO 1.

FORMATOS SUGERIDOS POR EL MANUAL DE NORMAS PARA LA MEDICIÓN DEL PETRÓLEO (MPMS).....205

ANEXO 2.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN DE LA CINTA DE TRABAJO.....208

ANEXO 3.

CORRECCIONES Y VOLUMEN INCREMENTAL POR ANILLOS.....211

ANEXO 4.

DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN MUERTO.....216

ÍNDICE FIGURAS

CAPÍTULO 1.

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO SINGUE.....	28
FIGURA 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.....	31
FIGURA 1.3 GRÁFICA DE PRODUCCIÓN AÑO 2015.....	35
FIGURA 1.4 CLASIFICACIÓN DEL pH.....	38

CAPÍTULO 2.

FIGURA 2.1 CLASIFICACIÓN DE TANQUES.....	41
FIGURA 2.2 TANQUE VERTICAL DE TECHO FIJO.....	42
FIGURA 2.3 TANQUE VERTICAL DE TECHO FLOTANTE EXTERNO.....	47
FIGURA 2.4 SELLOS PRIMARIOS Y SECUNDARIOS.....	48
FIGURA 2.5 CINTA DE TRABAJO CON PLOMADA.....	51
FIGURA 2.6 CINTA PARA LA MEDICIÓN HORIZONTAL.....	51
FIGURA 2.7 TANQUE VERTICAL CON CARCASA SOLDADA.....	56
FIGURA 2.8 TANQUE CON CARCASA FABRICADA CON PLANCHAS ATORNILLADAS.....	57
FIGURA 2.9 TANQUE CON CARCASA FABRICADA CON PLANCHAS REMACHADAS.....	57
FIGURA 2.10 ALTURA INTERNA EFECTIVA TANQUE CON TECHO FIJO.....	58
FIGURA 2.11 ALTURA INTERNA EFECTIVA TECHO FLOTANTE.....	59
FIGURA 2.12 CONSIDERACIÓN PARA EL REGISTRO DE VOLUMEN MUERTO	61
FIGURA 2.13 POSICIONES DEL TECHO FLOTANTE DURANTE EL LLENADO.	63
FIGURA 2.14 ESQUEMA UNIDAD LACT.....	65
FIGURA 2.15 CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES MONOFÁSICOS.....	68
FIGURA 2.16 FLUJO DEL FLUIDO DENTRO DE UN MEDIDOR DE ALABES GIRATORIOS.....	69

FIGURA 2.17 ENTRADA Y SALIDA DEL FLUIDO EN UN MEDIDOR CON ENGRANAJES OVALADOS.....	70
FIGURA 2.18 MEDIDOR DE TIPO TURBINA.....	70
FIGURA 2.19 FLUJO DIRECTO A TRAVÉS DEL MEDIDOR CORIOLIS	71
FIGURA 2.20 FLUJO INVERSO A TRAVÉS DEL MEDIDOR CORIOLIS.....	72

CAPÍTULO 3.

FIGURA 3.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL TANQUE.....	87
FIGURA 3.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS ACCESORIOS DEL TANQUE.	88
FIGURA 3.3 CONFIGURACIÓN DE LA CARCASA DEL TANQUE.	89
FIGURA 3.4 ESQUEMA DEL FONDO DEL TANQUE.....	90
FIGURA 3.5 DISPOSICIÓN DE LOS ACCESORIOS.....	90

CAPÍTULO 4.

FIGURA 4.1 MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.....	113
FIGURA 4.2 UBICACIÓN DEL MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.....	117
FIGURA 4.3 ACCESORIOS DE UN PROBADOR BIDIRECCIONAL.....	130
FIGURA 4.4 FLUJO EN LA LÍNEA PRINCIPAL A TRAVÉS DEL MEDIDOR.....	132
FIGURA 4.5 APERTURA DE LA VÁLVULA DE ENTRADA.	133
FIGURA 4.6 APERTURA DE LA VÁLVULA DE SALIDA DEL PROBADOR.	133
FIGURA 4.7 ESFERA RECORRE LA SECCIÓN DE VOLUMEN CONOCIDO..	134
FIGURA 4.8 SALIDA DE LA SECCIÓN DE VOLUMEN CONOCIDO.....	134
FIGURA 4.9 SE COMPARAN LOS PULDOS CONTADOS DE IDA Y VUELTA.	135
FIGURA 4.10 FUNCIONAMIENTO DE LA VÁLVULA DE CUATRO VÍAS.	135
FIGURA 4.11 ACCESORIOS DE UN MEDIDOR CORIOLIS.	139
FIGURA 4.12 EFECTO CORIOLIS EN EL MEDIDOR DE CAUDAL.....	141
FIGURA 4.13 DESFASE DE ONDA DURANTE LA CIRCULACIÓN DE FLUIDO DEL MEDIDOR CORIOLIS.....	141
FIGURA 4.14 FUERZA CORIOLIS Y GEOMETRÍA DE OSILACIÓN.....	142
FIGURA 4.15 DESFASE A LA ENTRA Y SALIDA DEL FLUIDO EN EL MEDIDOR CORIOLIS.....	143

FIGURA 4.16 RELACIÓN ENTRE LA MASA Y OSILACIÓN.....	144
FIGURA 4.17 DIAGRAMA DE UNA INSTALACIÓN CON SISTEMA GRAVIMÉTRICO DINÁMICO.	163

CAPÍTULO 5.

FIGURA 5.1 RANGO DE VISCOSIDAD VS RATA DE FLUJO.....	175
FIGURA 5.2 FACTOR DEL MEDIDOR VS PORCENTAJE DE FLUJO.....	179
FIGURA 5.3 INVERSIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDORES.....	184
FIGURA 5.4 GASTOS ESTIMADOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDORES.	186

ÍNDICE TABLAS

CAPÍTULO 1.

TABLA 1.1 COORDENADAS UTM DEL CAMPO SINGUE.....	27
TABLA 1.2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS YACIMIENTOS.....	29
TABLA 1.3 RESERVAS DE PETRÓLEO.....	29
TABLA 1.4 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.....	30
TABLA 1.5 ASPECTOS TÉCNICOS FORMACIONALES Y DE PRODUCCIÓN..	30

CAPÍTULO 2.

TABLA 2.1 TOLERANCIAS EN INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN.....	55
TABLA 2.2 ALTURA DE LAS MEDICIONES CIRCULARES	60

CAPÍTULO 3.

TABLA 3.1 SUMARIO DE CORRECCIONES PARA LA CIRCUNFERENCIA INTERNA CORREGIDA.....	79
TABLA 3.2 VOLUMEN MUERTO ESTRUCTURAL	81
TABLA 3.3 VOLUMEN MUERTO POR TECHO FLOTANTE.	84
TABLA 3.4 VOLUMEN MUERTO TOTAL.....	85
TABLA 3.5 SUMARIO DE CORRECCIONES DE CIRCUNFERENCIA EXTERNA A CIRCUNFERENCIA INTERNA.....	92
TABLA 3.6 CIRCUNFERENCIA INTERNA CORREGIDA.	93
TABLA 3.7 VOLUMEN INCREMENTAL DE CADA ANILLO.....	93
TABLA 3.8 INCREMENTAL DE VOLUMEN MUERTO DE CADA ACCESORIO EN EL TANQUE.....	95
TABLA 3.9 INCREMENTAL DE VOLUMEN MUERTO POR FORMA DEL FONDO DE TANQUE	96

TABLA 3.10 TABLA DE CALIBRACIÓN - TANQUE 1 TECHO FIJO - ESTACIÓN DE ALMACENAMIENTO X.....	97
TABLA 3.11 DATOS PRIMARIOS O DIRECTOS.....	103
TABLA 3.12 DATOS SECUNDARIOS E INDIRECTOS.....	103
TABLA 3.13 COEFICIENTE DE EXPANSIÓN TÉRMICA.....	106

CAPÍTULO 4.

TABLA 4.1 CONSIDERACIONES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DEL MEDIDOR CORIOLIS.....	146
TABLA 4.2 CONSIDERACIONES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DEL MEDIDORES CORIOLIS.....	149
TABLA 4.3 CONSIDERACIONES GENERALES DEL DISEÑO.....	150
TABLA 4.4 CONDICIONES DEL MEDIDOR DURANTE LA INSTALACIÓN.....	154
TABLA 4.5 CONDICIONES DEL MEDIDOR DURANTE LA OPERACIÓN.....	155

CAPÍTULO 5.

TABLA 5.1. CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO SINGUE.....	166
TABLA 5.2 PRODUCCIÓN MENSUAL FISCALIZADA Y ENTREGADA POR EL CAMPO SINGUE.....	167
TABLA 5.3 RESULTADOS ANÁLISIS PVT ARENA NAPO (U).....	168
TABLA 5.4 COMPOSICIÓN MOLECULAR DEL GAS.....	169
TABLA 5.5 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.....	171
TABLA 5.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MEDIDOR MÁSIKO TIPO CORIOLIS.....	172
TABLA 5.7 CUADRO COMPARATIVO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MONOFÁSICO.....	176
TABLA 5.8 INTERPRETACIÓN DEL VALOR ACTUAL NETO DE UN PROYECTO.....	181

TABLA 5.9 INVERSIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDORES DE FLUJO MONOFÁSICO.	182
TABLA 5.10 MANTENIMIENTO MEDIDORES DE CAUDAL.	183
TABLA 5.11 INCERTIDUMBRE EN LA TRANSFERENCIA DE HIDROCARBUROS DEBIDO A LA EXACTITUD DEL MEDIDOR.	183
TABLA 5.12 FLUJO DE CAJA ANUAL.	184
TABLA 5.13 FLUJO DE CAJA ANUAL.	187
TABLA 5.14 INDICADORES ECONÓMICOS.	187

CAPÍTULO 6.

TABLA 6.1 ANÁLISIS TÉCNICO.	189
TABLA 6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.	191

RESUMEN

El presente estudio técnico - económico tiene como objetivo realizar un análisis para el reemplazo de medidores de desplazamiento positivo por medidores máxicos tipo coriolis en las unidades de transferencia de custodia de hidrocarburos (LACT) en el campo Singue. Con el fin de lograr en base a los resultados analizados escoger la mejor alternativa tanto técnica como económica para lograr una mejor exactitud en las mediciones realizadas en los puntos de transferencia de custodia de hidrocarburos.

En el Primer Capítulo se describe el Campo Singue, como son : la ubicación, reservas de hidrocarburo, propiedades petrofísicas, pruebas de producción de las diferentes arenas, historial de producción, y propiedades de los fluidos de las arenas productoras. Todo esto necesario para la selección del medidor de acuerdo a las especificaciones bajo las cuales trabaje el medidor.

En el Segundo Capítulo se describe los fundamentos necesarios para el entendimiento de la medición tanto estática como dinámica que son utilizadas en las mediciones de volúmenes durante la transferencia de hidrocarburos. Se analizarán los dos tipos de medición volumétrica debido a que el Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS), reconoce a los dos métodos como aceptados para la transferencia de custodia de hidrocarburos.

En el Tercer Capítulo se estudia todo lo necesario para la elaboración de una hoja de cálculo que permita la elaboración de tablas de aforo para la calibración de tanques atmosféricos tanto de techo fijo como de techo flotante. Los procedimientos y correcciones para la elaboración de la hoja de cálculo se realizarán considerando el Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) y se utilizarán datos proporcionados por una empresa certificada para la calibración de tanques para realizar el análisis comparativo en cuanto al porcentaje de diferencia entre los resultados calculados por las diferentes tablas de calibración.

En el Capítulo Cuatro describe los principios de funcionamiento de los medidores analizados en este estudio. Todas las consideraciones y requerimientos para la instalación, operación y mantenimiento de los mismos. También se realiza un estudio de los probadores necesarios para la calibración de los medidores y la respectiva forma de obtener el Factor de Medición de los medidores estudiados.

En la primera sección del Capítulo Cinco se presenta el análisis técnico para determinar la mejor alternativa para la medición en base a los requerimientos de producción del campo Singue, las ventajas y desventajas que presenta cada medidor, las especificaciones recopiladas de los diferentes proveedores de estos equipos de medición. Todo esto se compara mediante cuadros comparativos que permitan establecer cual es la mejor alternativa técnica a utilizar para la transferencia de custodia de hidrocarburos provenientes del campo Singue. En la segunda sección del Capítulo Cinco se presenta el análisis económico del proyecto basado en los indicadores económicos TIR, VAN. Los mismos que consideran los costos de adquisición, instalación y mantenimiento de los medidores analizados

Finalmente en el Sexto Capítulo se describe las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el presente estudio.

PRESENTACIÓN

Los avances en la investigación referente a la medición dinámica de cantidades de hidrocarburo han permitido el aparecimiento de nuevas tecnologías que permiten una mayor confiabilidad al momento de realizar la transferencia de custodia de hidrocarburos entre partes interesadas.

En nuestro país la transferencia de custodia de hidrocarburos es realizada mediante medidores dinámicos que presentan la exactitud necesaria para transferencia de custodia y han sido utilizados para este fin por años, muchas veces por la experiencia que se ha tenido mediante la utilización de los mismos, la misma que es buena pero en la actualidad el aparecimiento de los medidores másicos tipo coriolis presentan claras ventajas en la medición frente a equipos de medición volumétrica directa que son los que se han utilizado.

La nueva era de la medición son los equipos que permitan la medición másica de las cantidades de hidrocarburo a ser trasferidas entre partes interesadas. Ya que este tipo de medición no se ve afectado por variables que son susceptibles al cambio durante la operación de transferencia, como lo son cambios en la temperatura, presión o rata de flujo a la cual estará sometido el medidor.

En base a lo anterior, el presente estudio permite evaluar la eficiencia del reemplazo de los medidores de desplazamiento positivo por los medidores másicos tipo coriolis.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO SINGUE.

1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO SINGUE

El Campo Singue se encuentra ubicado en la Provincia de Sucumbíos en la parte Norte de la Región Amazónica ecuatoriana, a 3,2 Km al Norte del Campo Cuyabeno– Sansahuari y a 30,3 Km al Noreste del Campo Libertador, con una superficie de 3.446 hectáreas (aprox.). El bloque tiene forma rectangular con una orientación Norte.

TABLA 1.1 COORDENADAS UTM DEL CAMPO SINGUE.

PUNTO	COORDENADAS UTM	
	ESTE	NORTE
P-S-1	356.500,856	10.025.000,882
P-S-2	360.225,856	10.025.000,882
P-S-3	360.225,856	10.015.750,882
P-S-4	356.500,856	10.015.750,882

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos.

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

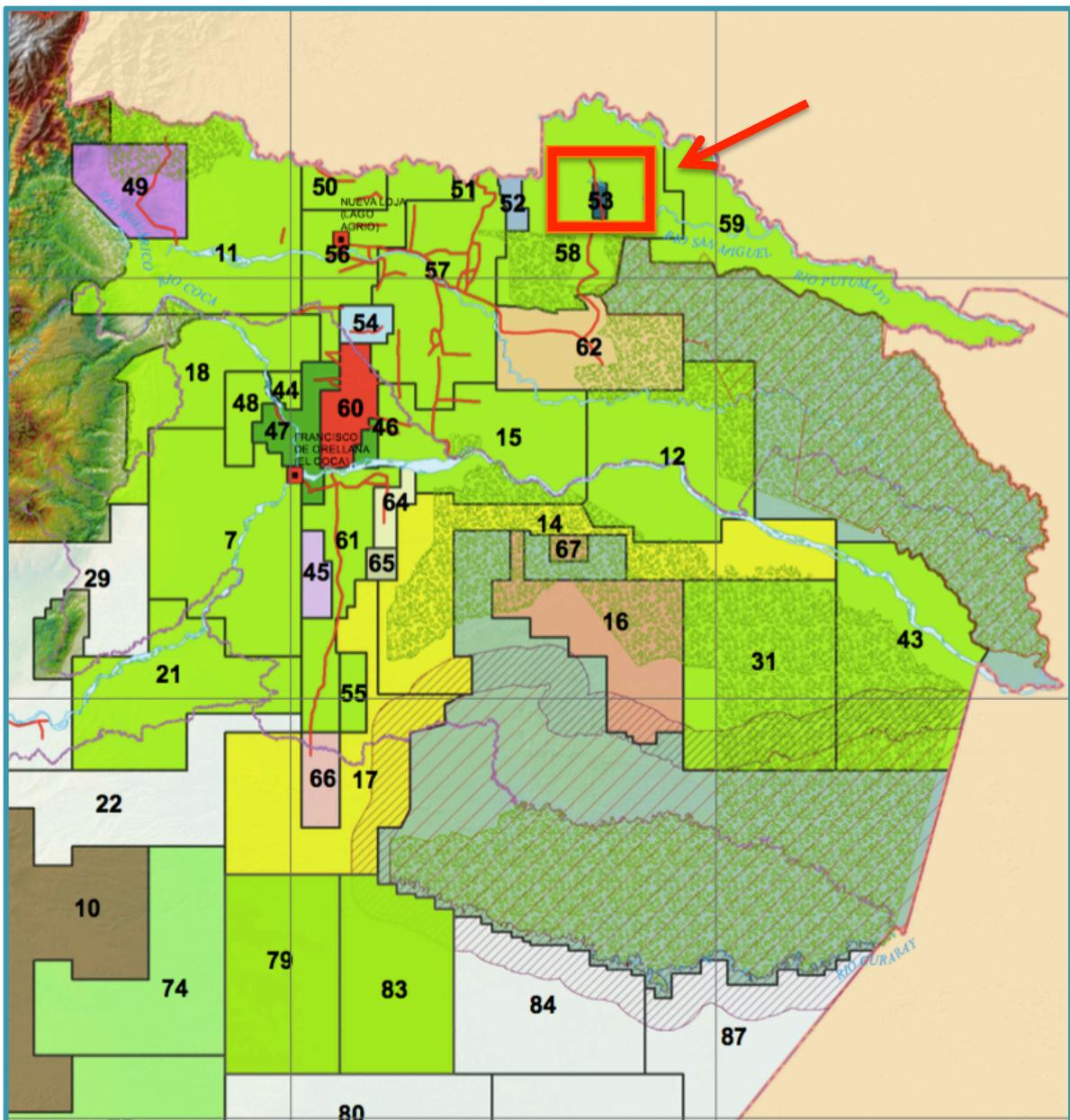
1.2 DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL CAMPO SINGUE

El primer pozo exploratorio del campo fue el Singue-01 en diciembre de 1990, con una profundidad de 8054 pies, y coordenadas geográficas de:

Longitud: 76° 16' 59,45" W y Latitud: 0° 9' 27,46" S

La estructura fue definida mediante la interpretación de sísmica 2D, obtenida durante el período comprendido entre 1988 hasta el primer trimestre de 1990. Es un anticlinal alargado en dirección Norte – Sur de aproximadamente 1,2 Km. de largo y 0,9 Km. de ancho.

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO SINGUE.



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, Informe 2014.

1.3 YACIMIENTOS PRODUCTORES

Los yacimientos productores importantes pertenecen a las Formaciones: (Tabla 1.2)

TABLA 1.2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS YACIMIENTOS.

Yacimiento	H neto (ft)	Φ (%)	Sw (%)
"U" Inferior	46	15	29.04
"T" Superior	12	11	45.33

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos.

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

1.3.1 RESERVAS DE PETRÓLEO

Se consideran reservas a las que es posible extraer de manera rentable, estas estimaciones se realizan a partir de análisis geológicos y de ingeniería, por lo que las cantidades fijadas gozan de un alto grado de confianza.

TABLA 1.3 RESERVAS DE PETRÓLEO.

Yacimiento	Petróleo In Situ (B)	Reservas	
		Totales (B)	Remanentes (B)
T	2013410	704694	704694
U Inferior	7139000	1813306	1335862

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos.

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

1.3.2 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Las pruebas iniciales de producción del pozo Singue-01, fueron realizadas en la Arenisca "U Inferior", con los siguientes resultados:

TABLA 1.4 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.

BFPD	1580
BPPD	1575
BAPD	5
BSW (%)	0,3

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos.

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

TABLA 1.5 ASPECTOS TÉCNICOS FORMACIONALES Y DE PRODUCCIÓN.

Arenas productoras	U y T
Reservas probadas y probables	1.813.306 (Bls)
Petróleo original en sitio (POES)	9.152.410 (Bls)
API	24,4°
Producción acumulada	U Inferior: 477.444 (Bls)
Reservas remanentes	2.040.556 (Bls)

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos.

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

1.4 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SINGUE

El Campo Singue produce de la formación U Inferior, el cual es un reservorio probado que tiene hidrocarburos y que se hallan a una profundidad aproximada de 7742 a 7858 pies, con espesores aproximados de entre 110 – 116 pies.

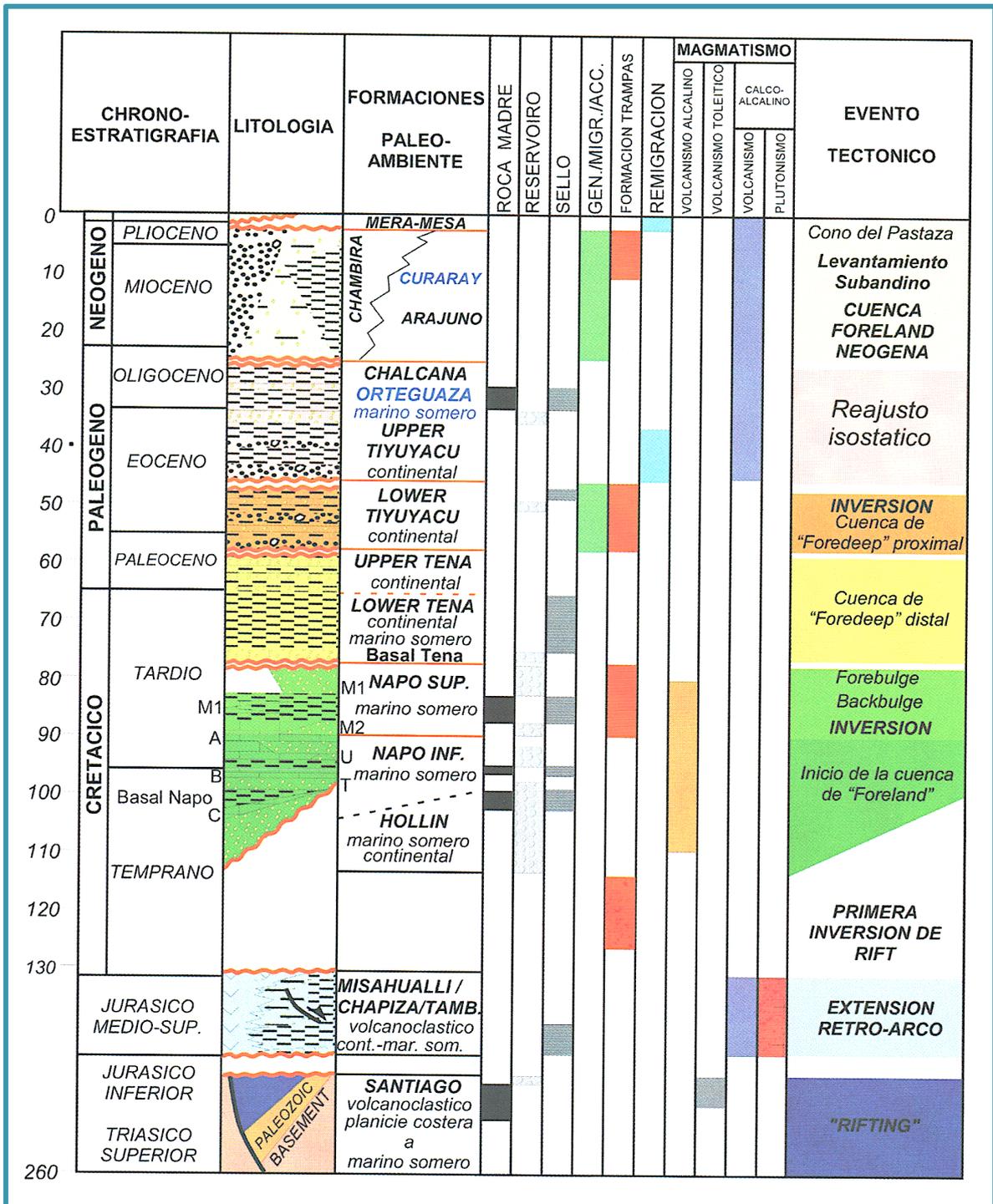
En el Campo Singue, hasta abril del 2013 se tiene 2 pozos perforados, de los cuales 1 de ellos es productor “Singue 001A” y un pozo seco llamado Alama-1 ubicado al Noreste del pozo Singue 001A.

El mecanismo predominante de producción es por empuje de agua, el reservorio U Inferior se encuentra por encima de la presión de saturación de 550 PSI, la presión estática es de 3570 PSI y la presión de fondo fluente es de 2642.5 PSI a una temperatura de 206 °F.

1.4.1 ESTRATIGRAFÍA DE LAS FORMACIONES

La estratigrafía del campo Singue corresponde a la cuenca oriente ecuatoriana, principalmente de la formación U Inferior (figura 1.2)

FIGURA 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.



Fuente: ING. PATRICIO BABY, ING. MARCO RIVADENEIRA.

1.4.1.1 Arenisca “U” Inferior¹.

“Arenisca cuarzosa, clara a blanco crema, sub- transparente, sub translúcida, grano fino a muy fino, ocasionalmente medio sub-redondeada a sub-angular, suelta a moderadamente consolidada, friable, moderada a regular selección, matriz no visible, cemento ligeramente calcáreo.

La porosidad hasta 7785 pies se mantiene en un promedio de 10%, disminuyendo hasta el 2% en la muestra 7796 pies.

La formación Napo "U" presenta mejores condiciones de roca reservorio, pues sus porosidades son altas y mínima su matriz, a excepción de la muestra a 7704 pies.

La esméctica es la arcilla predominante en toda la formación, alternadas con caolinita e illita en Napo “U” y única en Napo "T".

La esméctica, se caracteriza por su estructura fácilmente hidratable, por lo que es propensa a hinchamientos formacionales y sus correspondientes problemas en operaciones petroleras.”

1.4.1.2 Arenisca “T” Superior¹.

“Arenisca cuarzosa, crema a café clara, sub-trasparente, sub-translúcida, grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, consolidada a moderadamente consolidada, en parte friable, con inclusiones de glauconita.

Están constituidas por intramicritas al tope y cuarzarenitas de grano medio con porosidad del 8%.

¹ Gente Oil.

Las primeras muestras analizadas tienen abundante cemento calcáreo y arcillas, las mismas que obstruyen los poros y recubren los plastos en un 30% del área total analizada”

1.4.1.3 Tiyuyacu Inferior¹.

“Tiyuyacu Inferior está constituido por conglomerados, areniscas y arcillas que descansan en discordancia fuertemente erosiva sobre la Formación Tena.

Las arcillas son por lo general abigarradas, rojo verde en la parte inferior y rojo, café, azul amarillento en la parte superior. Los conglomerados son sub-redondeados a redondeados y compuestos principalmente de cherts y cuarzo lechoso, y en menor proporción de rocas metamórficas (cuarcitas).

El ambiente sedimentario es de tipo fluvial y corresponde a ríos proximales intermitentes o con larga estación seca, la potencia varía entre 1440 pies y 1605 pies.”

1.4.1.4 Tiyuyacu Superior¹.

“Tiyuyacu Superior presenta una base erosiva, la misma que generalmente fue rellenada por conglomerados de cuarzo lechoso, translucido, muy poco chert, con tamaño de clastos que fluctúa entre 2 y 3 cm (Valdez,1997) a la base, arcillas y areniscas al tope, con una potencia que fluctúa entre 330 y 440 pies.”

1.4.2 HISTORIA DEL CAMPO SINGUE

PETROPRODUCCION - Filial de PETROECUADOR en su afán por descubrir mayor cantidad de reservas hidrocarburíferas en el país para mantener equilibrada la explotación con la cantidad de nuevas reservas descubiertas, realizó a partir del Segundo Semestre de 1988 hasta el Primer Trimestre de 1990, una campaña sísmica en áreas de operación directa en la Región Amazónica. Entre estas podemos mencionar el área de Singue localizado al Norte del Campo

productivo Sansahuari y al Sur del Campo Cantagallo ahora denominado Víctor Hugo Ruales (V.H.R).

Se debe mencionar que el citado prospecto fue confirmado por la línea sísmica CP-88- 326, registrándose en el año 1989, nueve líneas sísmicas adicionales que ayudaron a definir la estructura.

El trabajo de interpretación se empezó a efectuar en el mes de febrero de 1990, tanto con líneas nuevas como con líneas reprocesadas de campañas anteriores.

La interpretación de estos mapas muestran la presencia de una estructura de tipo anticlinal de dirección preferencial Norte-Sur, muy poco influenciada por la falla localizada en el Flanco Occidental pues aparentemente no existe cierre de la estructura contra la falla, presenta un adelgazamiento lo que nos indica que se trata de una estructura antigua, es decir ya estuvo formada en el momento de la migración de los hidrocarburos, esta estructura tiene un cierre estructural de 6 ms, y una extensión de 1.2 Km de largo por 0.9 Km. de ancho, dando un área aproximada de 1 Km²

El pozo Singue 001A, ubicado en las coordenadas geográficas:

Latitud N 00° 09' 27.46" S y Longitud N 76° 16' 59.45" W

Este pozo fue perforado hasta una profundidad de 8120 ft, profundidad en la cual se encuentra la formación hollín, en dicha formación no se encontró la presencia de hidrocarburos, mientras que en las formaciones U Inferior y T se encontraron saturadas de hidrocarburos.

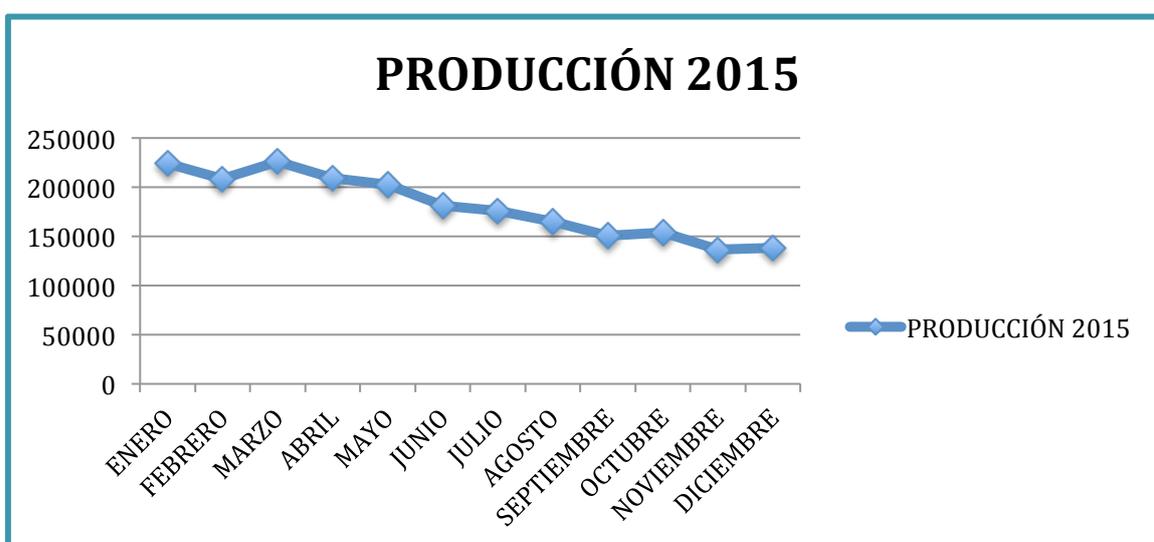
1.4.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SINGUE

El pozo Singue 001A empezó a producir en mayo de 1991 con una producción diaria de aproximadamente 640 barriles de fluido, un petróleo de 24.4 API, con un BSW de 0 % y 94 PC de gas, el pozo produjo hasta diciembre de 1997 fecha en la

cual fue cerrado debido a la baja producción de petróleo la cual fue de 285 Bls/Día y alto corte de agua del 70%.

Por más de 15 años el pozo Singue 001A permaneció cerrado hasta enero del 2013, fecha en la cual se realiza la reapertura del pozo, llegando a producir 662 Bls/Día mediante la instalación de un Sistema de Bombeo Mecánico (Rotaflex), hasta abril del 2013 el campo cuenta un tanque de 500 B en Singue y 3 tanques de 500 B en la estación de Sansahuari.

FIGURA 1.3 GRÁFICA DE PRODUCCIÓN AÑO 2015.



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.
Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

1.4.4 CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO

En la siguiente sección se describirán las características más importantes del fluido de producción.

1.4.4.1 Calidad del agua.

Es una medida del grado de taponamiento relativo, el cual ocurre cuando un volumen de agua pasa a través de un filtro de membrana de un tamaño de poro dado. Generalmente los sistemas porosos tienen un tamaño de poro de 40 μ con una garganta poral 3 -4 μ .

En las operaciones de reinyección, la calidad del agua debe ser tal que no produzca taponamiento de la formación, ni pérdidas de inyectividad durante la vida del proyecto. También es de vital importancia el control de fenómenos de corrosión los cuales deterioran los equipos y las estructuras del sistema, además de la formación de productos de corrosión insolubles.

1.4.4.2 Sólidos suspendidos totales (TSS).

El agua producida y el petróleo contienen cantidades muy pequeñas de materia sólida en partículas en suspensión en la fase líquida por tensión superficial y fuerzas electrostáticas. Esta materia sólida se conoce como "sólido suspendido", tiene pequeñas partículas de arena, arcilla, sales precipitadas, escala, y productos de corrosión, tales como óxido de hierro y carbonato de hierro. Cuando los sólidos suspendidos se miden por peso o volumen, la medición del compuesto se conoce como los "sólidos totales en suspensión" (SST).

1.4.4.3 Sólidos disueltos totales (TDS)

Varios compuestos inorgánicos son solubles en agua, la medida total de estos compuestos que se encuentran en solución con agua producida se conoce como "sólidos totales disueltos" (TDS).

Los sólidos disueltos que son predominantemente son el sodio (Na^+) y el cloruro (Cl^-). Otros cationes comunes son el calcio (Ca^{2+}), magnesio (Mg^{2+}), y hierro (Fe^{2+}), mientras que el bario (Ba^{2+}), de potasio (K^+), estroncio (Sr^+), de aluminio (Al^{3+}), y litio (Li^+) se encuentran con menos frecuencia. Otros aniones presentes son el bicarbonato (HCO_3^-), carbonato (CO_3^{2-}), y sulfato (SO_4^-).

1.4.4.4 Turbidez

Es una medida del grado de oscuridad del agua. Indica que el agua no es clara por contener material insoluble tal como sólidos suspendidos, aceite disperso o burbujas de gas.

La turbidez indica la posibilidad de taponamiento de la formación en operaciones de reinyección.

1.4.4.5 Gases disueltos.

a. Oxígeno (O₂)

El oxígeno disuelto incrementa en gran medida la corrosividad. Si el agua presenta hierro disuelto, éste reaccionará con el agua presentándose precipitaciones de óxido de hierro insoluble. El oxígeno también facilita el desarrollo de bacterias aeróbicas.

b. Dióxido de Carbono (CO₂)

El dióxido de carbono disuelto en el agua forma un ácido débil, llamado ácido carbónico que disminuye el pH y en consecuencia incrementa la tendencia de la corrosividad del agua. El dióxido de carbono influye en la tendencia de la formación de carbonato de calcio.

c. Sulfuro de Hidrogeno (H₂S).

Su presencia en el agua incrementa la corrosividad, puede estar presente en el agua o ser generado por Bacterias Reductoras de Sulfato (SBR). Si el agua comienza a mostrar trazas de H₂S, esto puede ser indicativo de que las bacterias reductoras de sulfato están presentes en el sistema.

1.4.4.6 Potencial hidrogeno (pH)

Un pH menor a 7 (entre 0 y 7) es solución ácida, mientras que un pH mayor a 7 (entre 7 y 14) es solución alcalina.

El agua es neutra cuando el pH es igual a 7 a 25 °C. La mayoría de las aguas en los campos petroleros presentan un pH que oscila entre 4 y 8.

El pH es importante por varias razones. La solubilidad del CaCO_3 y de los compuestos de hierro es altamente dependiente del pH. Al aumentar el pH, aumenta la tendencia para la precipitación.

Cuando el pH es mayor de 7, se dice que el agua es básica y entre más elevado es este número se tiene una tendencia mayor a la incrustación.

Cuando el pH es menor de 7, se dice que el agua es ácida y entre más reducido sea el pH aumenta la posibilidad de corrosión.

El H_2S y el CO_2 son gases ácidos que tienden a bajar el pH del agua cuando ellos se disuelven en la misma.

1.4.4.6.1 Clasificación del pH

FIGURA 1.4 CLASIFICACIÓN DEL pH.



Fuente: Biblioteca personal – Fundamentos de Química Avanzada.

1.4.4.7 Acidez.

La acidez es la cualidad de un ácido. Pueden presentar características tales como sabor agrio, liberación de hidrógeno, o pH menor que 7 (a 25°C).

La escala más común para cuantificar la acidez o la basicidad es el pH, que solo es aplicable para disolución acuosa. Sin embargo, fuera de disoluciones acuosas también es posible determinar y cuantificar la acidez de diferentes sustancias. Se

puede comparar, por ejemplo, la acidez de los gases dióxido de carbono (CO₂, ácido), trióxido de azufre (SO₃, ácido más fuerte) y Di nitrógeno (N₂, neutro).

1.4.4.8 Alcalinidad.

La alcalinidad es la medida de las concentraciones de iones en el agua que reaccionarán para neutralizar un ácido. Las principales fuentes de alcalinidad en el aguas son: el ion hidróxido (OH⁻), ion carbonato (CO₃⁼), y el ion bicarbonato (HCO₃⁻). Usualmente se expresa en ppm de CaCO₃

1.4.4.9 Contenido de aceite.

El aceite en agua puede causar la disminución de la rata de inyección, debido a bloqueos por emulsión en la formación y además actúa como excelente pegante para algunos sólidos como el sulfuro de hierro, incrementando el taponamiento.

1.4.4.10 Gravedad específica.

Se define como la densidad del agua a examinar sobre la densidad del agua destilada. La densidad es el peso sobre unidad de volumen. El agua destilada pesa 1 gr/ml a 4°C, así una gravedad específica mayor a 1,0 indica que la muestra de agua es más densa (o pesada) que el agua destilada. Esta puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$GE = 1 + TDS * 0,695 * 10^{-6} \quad (1.1)$$

Donde:

$$GE = Gravedad Específica, \left[\frac{mg}{L} \right].$$

TDS = Sólidos Totales Disueltos.

$0,695 * 10^{-6} = Constante Empírica.$

CAPÍTULO 2

SOPORTE TÉCNICO CIENTÍFICO DE LOS TIPOS DE MEDICIÓN FISCAL EN LA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE HIDROCARBUROS.

Según el artículo 41 del REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS DEL ECUADOR, se establece:

“La medición y la fiscalización de los hidrocarburos provenientes del área del contrato, se realizarán diariamente en los centros de fiscalización y entrega establecidos en el contrato o en los puntos determinados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, mediante equipos de medición automática o aforo en tanques de almacenamiento. Los resultados de la fiscalización se asentarán día a día en el registro respectivo, que será presentado diariamente a la Dirección Nacional de Hidrocarburos”.

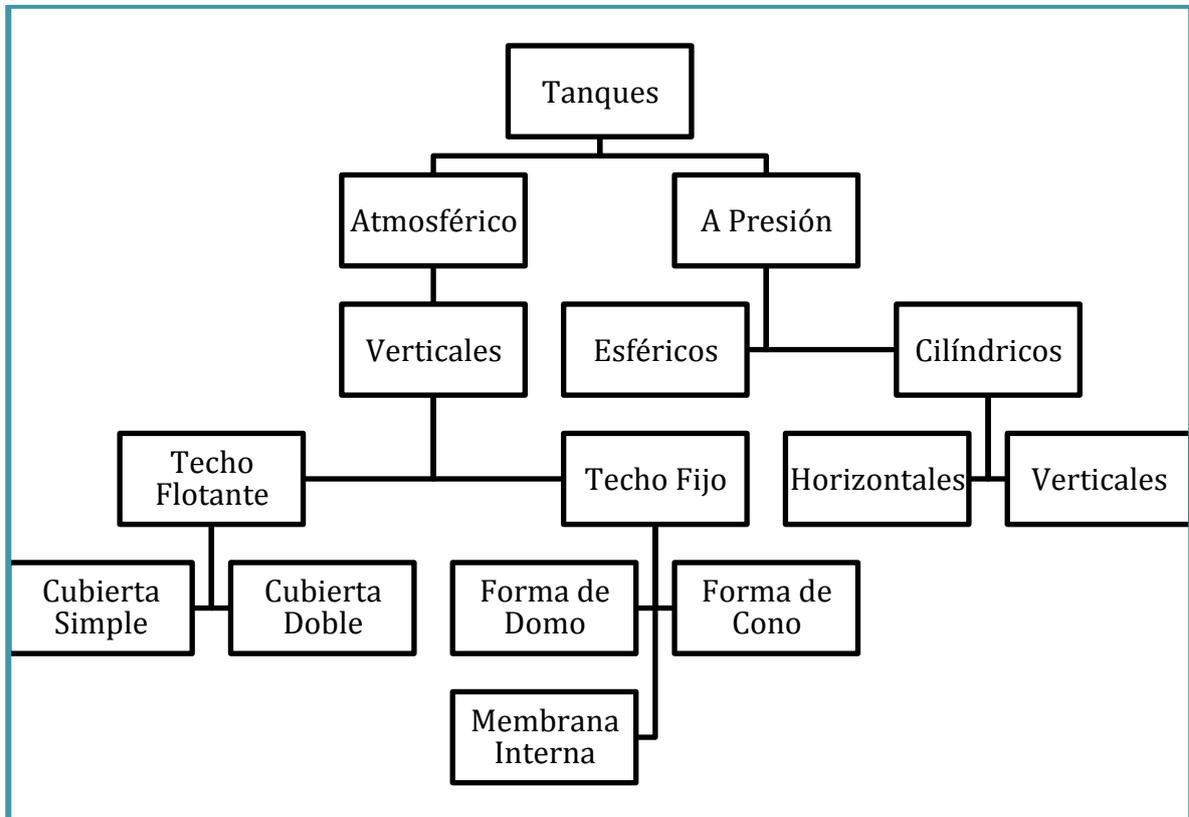
2.1 MEDICIÓN ESTÁTICA

2.1.1 TANQUES DE ALMACENAMIENTO

El almacenamiento de hidrocarburos y productos derivados es de gran importancia dentro del proceso de explotación, debido a que permite un correcto uso de los volúmenes de fluido a ser transportados o almacenados, sea este procedimiento realizado: en el lugar de producción, almacenamiento o refinación de hidrocarburos.

Los fluidos a almacenarse serán colocados en diversos tipos de tanques. A continuación se muestra una clasificación de los tanque de almacenamiento. (Figura 2.1)

FIGURA 2.1 CLASIFICACIÓN DE TANQUES.



Fuente: Eco-Petrol, Tanques y recipientes de almacenamiento
Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Generalmente estos recipientes son fabricados de acero y pueden ser atmosféricos si están diseñados para contener hidrocarburos a presión atmosférica igual a 14.7 psi. Si el tanque es presurizado la presión de almacenamiento será igual o menor a 14.7 psi.

2.1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

2.1.2.1 Tanques atmosféricos.

Los tanques atmosféricos se usan para almacenar líquidos que tienen hasta una presión de vapor de 0.914 kg/cm² (13 psia) a nivel del mar y temperatura

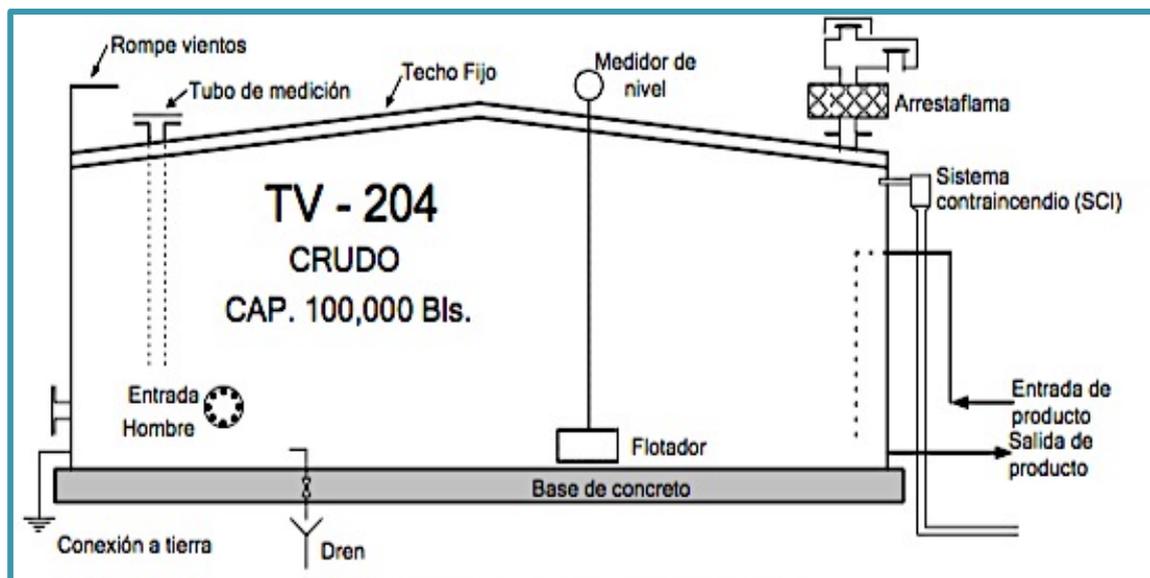
estándar. Por cada 300 metros de elevación la presión de vapor deberá ser reducida en 0.035 kg/cm² (0.5 psia).

Una forma típica que se ha empleado para la clasificación de tanques atmosféricos es por las características de su techo, en base a esto los hay de techo fijo y de techo flotante.

2.1.2.1.1 Tanque Cilíndrico Vertical con Techo Fijo.

Este tipo de tanque es construido con un techo fijo, el mismo que tiene un soporte que generalmente llega al fondo del tanque para aguantar el peso del techo o bien este peso se lo soporta sobre las paredes del tanque. La superficie del techo puede tener forma de domo o cono positivo.

FIGURA 2.2 TANQUE VERTICAL DE TECHO FIJO.



Fuente: Pemex, Manual de Operaciones de Tanques.

El tanque opera con un espacio para los vapores, el cual cambia cuando varía el nivel de los líquidos. Ventilaciones en el techo permiten en los tanques de techo fijo la emisión de vapores y que el interior se mantenga aproximadamente a la presión atmosférica pero produciéndose pérdidas por evaporación. Los tanques de techo fijo con membrana interna flotante son usados para reducir las emisiones de vapor de los productos almacenados.

2.1.2.1.1.1 Partes Principales de un tanque vertical de techo fijo

Se presentarán las principales partes de un tanque de techo fijo con su respectivo funcionamiento.

- **Conexión a tierra.**

Esta conexión tiene como finalidad evitar la acumulación de carga estática que pueda producir una chispa, la cual pueda producir un incendio al entrar en contacto con los vapores de los hidrocarburos.

- **Válvulas de presión-vacío (VPV).**

Consiste en un par de discos superpuestos los mismos que se operan con el cambio de la presión. Básicamente su funcionamiento es el siguiente: al existir una presión superior a la atmosférica, se levanta el disco del conducto de desfogue a la atmósfera, permitiendo la salida de los vapores, en caso de que se llegue a producir una presión de vacío, se levanta el disco del conducto de entrada de aire, permitiendo la entrada de este, cuya finalidad es proteger el tanque evitando deformaciones.

- **Arresta-flama.**

Consta de una serie de láminas dispuestas en círculos o transversalmente, las cuales evitan que al producirse una flama en el exterior del tanque esta penetre al mismo, anulando la posibilidad de explosión.

- **Entrada de Hombre.**

El número de entradas dependerá del diámetro del tanque y se encuentran localizadas cerca del fondo, permiten la entrada del personal para la realización de inspecciones, reparaciones y limpieza interior del tanque. Esta entrada es cubierta con una brida ciega exterior atornillada.

- **Tubo de medición.**

Se extiende desde el techo y esta aproximadamente a 10 cm del fondo, permitiendo la medición del líquido ya que cuenta con ranuras

convenientes que permiten que el fluido entre sin agitación para la toma de mediciones con la cinta métrica.

- **Sistema de contraincendios (SCI).**

Se trata de un sistema que genera espuma para apagar un incendio en el interior del tanque por sofocación. El funcionamiento es el siguiente: se mezcla concentrado y agua, esta mezcla sube a la cámara de generación de espuma, en donde se acelera y expande, por medio del conjunto de placa de orificio y Venturi, después de esta etapa, se admite en la mezcla el aire adecuado para formar finalmente una capa de espuma que se vierte suavemente al interior del tanque.

2.1.2.1.2 Tanque Cilíndrico Vertical con Techo Flotante Interno (Membrana).

Este tipo de tanques también es conocido como membrana interna y está diseñado para que las emisiones de gases provenientes del fluido almacenado se mantengan por debajo de la cubierta. La fabricación de la membrana flotante se la realiza bajo la norma API 650 apéndice H. Es importante recalcar que cada membrana flotante es única para cada tanque por lo que no existen membranas prefabricadas.

Este tipo de techos internos se construyen en aluminio y generalmente se colocan en un domo geodésico como techo fijo del tanque. Al colocar un techo interno flotante no es necesario la colocación de válvulas de presión y vacío.

Principales características del techo flotante interno (membrana):

- Los pontones no están unidos a las patas de apoyo del techo.
- Sellado hermético de la cubierta evitando pérdidas por evaporación.
- Toda la tornillería en acero inoxidable.
- Mayor resistencia al peso.
- Espesor de lámina de la membrana de 0.02 in a 0.04 in.
- Pontones de 10" de diámetro.

- Perfil periférico canal de 12".

2.1.2.1.2.1 Consideraciones en el diseño de una membrana interna flotante.

- **Estructura.**

La estructura de la membrana es diseñada aislada del sistema de flotación considerando que los pontones no esta diseñados para ser sometidos a flexiones o compresiones, por lo tanto la estructura de la membrana tiene que ser diseñada para soportar este tipo de fuerzas. La estructura tiene que ser diseñada para soportar 1000 lbs por cada pie cuadrado y ser lo suficientemente rígida para soportar accesorios como: laminas de cubierta y sellos periféricos.

- **Anillo perimetral.**

Esta actividad consiste en distribuir a lo largo de la periferia del techo flotante un canal extruido en forma de "C", este conforma el anillo perimetral. Es importante tener cuidado de mantener el espacio anular de forma pareja a los largo de la periferia de la cubierta flotante. La estructura que conforma el anillo perimetral va unida al resto del techo flotante.

- **Láminas de la cubierta.**

Cubre la parte superior de la membrana y sirve para permitir el andar del personal sobre ella. No es utilizada en el diseño estructural y su espesor mínimo es de 0.025 in.

- **Drenaje de la cubierta tipo Check Ball.**

Permiten el drenaje de líquidos que estén sobre la membrana. Mediante la función tipo Check Ball, es decir permite el flujo en una sola dirección desalojando de esta forma cualquier producto que alcance la parte superior de la membrana

- **Pontones**

Son los encargados de proporcionar flotabilidad a la estructura, su instalación va acompañada de sillas que sirven de apoyo al pontón ayudando en la flotabilidad de la estructura principal.

Es importante recordar que los pontones son utilizados únicamente para dar flotación a la cubierta y no tienen que ser utilizados como miembros estructurales.

- **Sellos.**

Son elementos de importancia al diseñar el tanque, ya que son los encargados de generar el sello y minimizar las fugas de vapores en la unión entre el techo flotante y las paredes del tanque. Para maximizar el sello se coloca dos sellos; uno primario y uno secundario.

- **Venteos por presión y vacío en la membrana.**

Es necesario la instalación de estos dispositivos para ayudar con la evaporación excesiva del producto, el venteo de presión permite descargas de gases a la parte superior de la membrana, evitando daños en la estructura de la misma.

En el caso de vaciar completamente el tanque, la membrana toca los soportes y puede generar vacío, por lo cual la válvula rompedora de vacío permite la entrada de gases para la protección de la membrana.

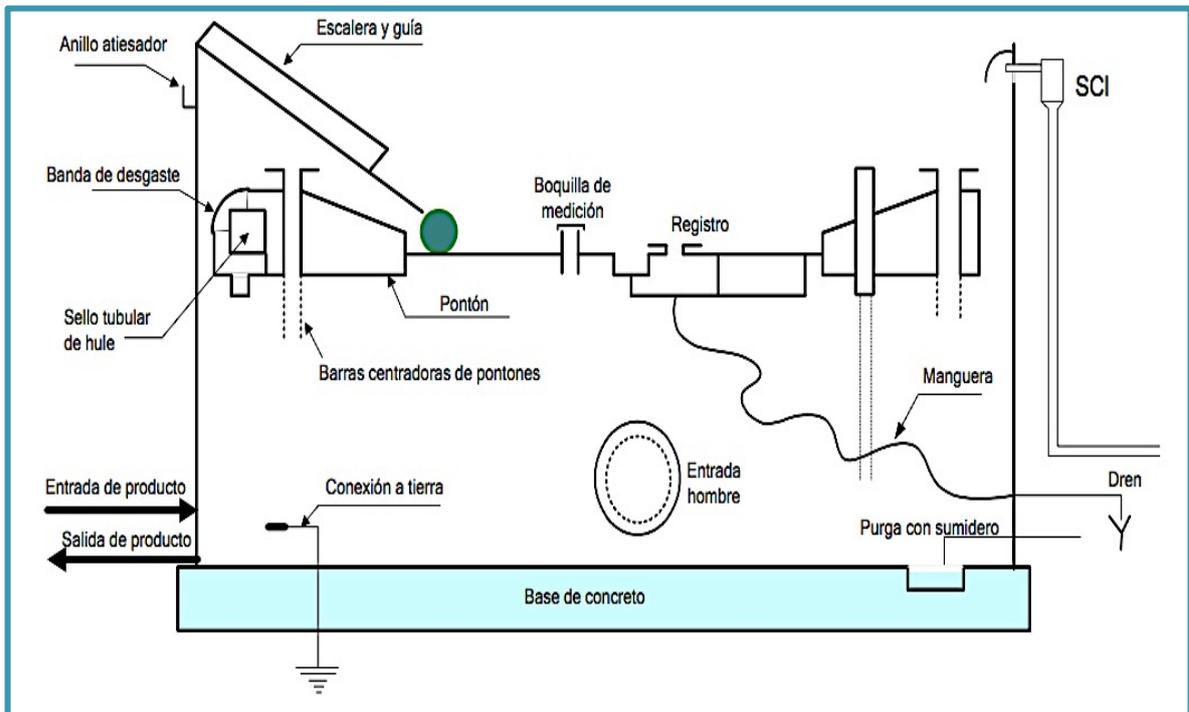
2.1.2.1.3 Tanques de almacenamiento verticales de techo flotante EXTERNO.

La característica principal de este tipo de tanques es de minimizar la formación de vapores, ya que elimina o mantiene constante el espacio destinado para ellos, esto se logra debido a que el techo flota sobre el líquido almacenado.

Este tipo de tanque es generalmente utilizado para almacenar fluidos que tengan una presión de vapor de aproximadamente 4 psi y se mantengan líquidos a presión atmosférica.

Los principales tipos de techo flotante son: techos de cubierta simple con pontones y techos de cubierta doble con pontones.

FIGURA 2.3 TANQUE VERTICAL DE TECHO FLOTANTE EXTERNO.



Fuente: Pemex, Manual de Operaciones de Tanques.

2.1.2.1.3.1 Componentes principales de un tanque de techo flotante externo.

- **Drenaje del techo flotante.**

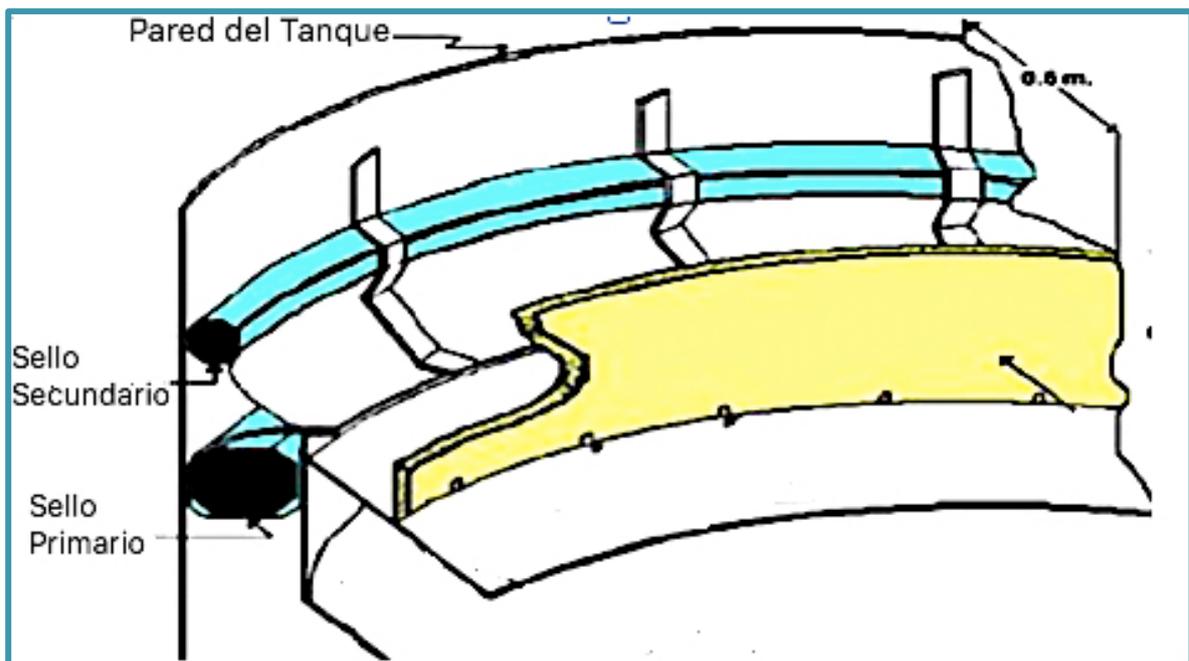
Debido a la configuración de cielo abierto, este tipo de tanque necesita un colector con una válvula que permita el flujo en un solo sentido, esto es necesario para drenar el agua de lluvia. El drenaje se realizará a través de un manguera o tubería que atravesará el interior del tanque hasta que salga por la parte inferior del tanque hacia un drenaje exterior. Se debe considerar el volumen ocupado por este elemento al realizar las tablas de aforo de tanques.

- **Sellos**

Tienen la misma función que los sellos descritos en “Tanques verticales de techo flotante interno”.

El sello primario (figura 2.4) que es indispensable, puede ser del tipo panto gráfico de zapata o de espuma, montada en fase líquida. El sello secundario (figura 2.4) se monta sobre el primario y puede tener rodamientos que se apoyen contra la pared del tanque.

FIGURA 2.4 SELLOS PRIMARIOS Y SECUNDARIOS.



Fuente: Pemex, Manual de Operaciones de Tanques.

- **Pontones.**

Son los elementos encargados de la flotabilidad del techo, al igual que en el techo fijo de membrana interna no son elementos estructurales.

- **Boquilla de medición.**

Destinada para la medición manual del nivel, temperatura y extracción de muestras.

- **Entradas hombre.**

Tienen la misma función que las entradas explicadas anteriormente. Todas sus dimensiones serán reguladas según la norma API 650.

- **Boquilla de limpieza.**

Las dimensiones estarán establecidas en la norma API 650 dependiendo del diámetro del tanque y de la altura del primer anillo.

El presente estudio hará especial énfasis en los tanques verticales tanto de techo fijo como de techo flotante externo que son los que se tiene en el CAMPO SINGUE y para los cuales se realizará la tabla de aforo que permita la calibración del tanque.

2.1.3 OBTENCIÓN DE DATOS

2.1.3.1 Métodos para la obtención de datos para la calibración de tanques.

Las labores de calibración, verificación y re-calibración de un tanque de almacenamiento, se deben realizar por personal experimentado, respaldado por una compañía acreditada. La compañía deberá poseer como mínimo certificación de su Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001 con alcance en aforo de tanques.

Para la calibración de tanques tenemos cuatro métodos los cuales están especificados en el Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) por sus siglas en ingles. API MPMS – CAPITULO 2 – TANK CALIBRATION, en las secciones:

- 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.

- Section 2D: Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Internal Electro-optical Distance Ranging Method.

Estas cuatro secciones muestran los métodos para obtención de la información necesaria para la calibración de tanques verticales cilíndricos atmosféricos. Estas normas dictan el procedimiento para la creación de tablas de aforo con todas las consideraciones establecidas en el MPMS.

Este estudio presentará especial énfasis en la obtención de información a través de la norma, "Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the Manual Tank Strapping Method.", ya que es el más utilizado en la calibración de tanques de la Industria Ecuatoriana.

2.1.3.1.1 Método de "strapping" o método de medición manual de anillos.

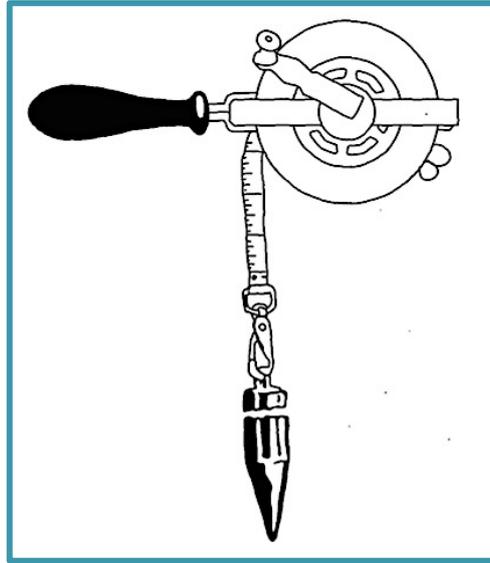
El termino "strapping" de tanque, es comúnmente aplicado al procedimiento por el cual se determinan las dimensiones necesarias de un tanque, información con la cual se realiza la tabla de aforo del mismo. En cada anillo se miden las circunferencias por medio de una cinta metálica graduada y calibrada contra una cinta patrón. El número de mediciones por anillo depende de las uniones y arreglo de las láminas de los anillos del tanque.

Los instrumentos utilizados para la obtención de datos son los siguientes:

2.1.3.1.1.1 Cintas para la medición de la altura.

La norma API MPMS 2.2 A, establece la utilización de una cinta de acero, la misma que tenga las siguientes medidas: ancho ($3/8$ o $1/2$) de pulgada, espesor de (0,008 a 0,012) de pulgada. La cinta debe estar graduada en escalas de pies y pulgadas.

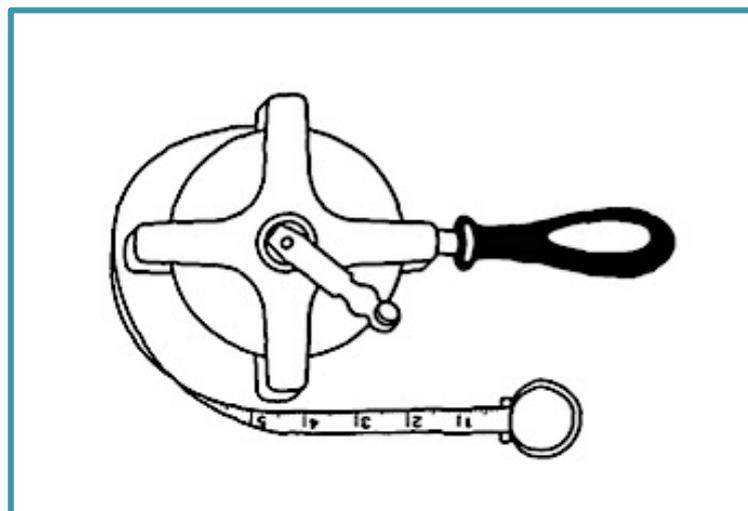
La precisión de la cinta tendrá que ser de $1/16$ de pulgada o 0.005 pies, a lo largo de toda la longitud de la cinta. Esta longitud tiene que ser acorde a la altura del tanque a calibrar.

FIGURA 2.5 CINTA DE TRABAJO CON PLOMADA.

Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2.

2.1.3.1.1.2 Cintas para la medición de la circunferencia.

Para la medición de circunferencias, una cinta de acero maleable es recomendada, la misma que tenga las siguientes medidas: la longitud debe variar entre 100, 200, 300, 400 o 500 pies, el ancho debe tener un mínimo de $\frac{1}{4}$ de pulgada y el espesor de aproximadamente 0.01 de pulgada.

FIGURA 2.6 CINTA PARA LA MEDICIÓN HORIZONTAL

Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2.

La cinta puede ser graduada en pies, con una longitud extra de 1 pie en el extremo cero de la cinta, mismo que debe estar graduado en décimas y centésimas de un pie, o puede ser graduada en pies, décimas y centésimas de un pie en toda su longitud. Todas las cintas de trabajo deben ser calibradas con una cinta Master.

También se necesita de otros accesorios de medición como:

- Abrazaderas para cinta.
- Nivel de aire.
- Espátulas para remoción de material que dificulte la medición.
- Dispositivo de medición de espesor por ultrasonido.
- Plomada.
- Medidor de profundidad de acero endurecido de 6 pulgadas de largo y graduado en escala de 1/64 de pulgada. Se utilizará para determinación del espesor de las placas de acero.
- Reglas previamente calibradas.
- Cáliper con aperturas de: 6, 18 y 24 pulgadas.
- Cepillos de cerda dura.

2.1.3.1.1.3 Calibración de la cinta de Trabajo.

Cintas utilizadas para la medición de circunferencias tienen que ser calibradas según el siguiente criterio, tomando en consideración el macheo con la cinta de calibración.

1. Elegir una longitud considerable de cinta de calibración (master tape), 20% de la altura del anillo.
2. Utilizar el método de la tangente sucesiva y aplicar la tensión constante especificada a la cual fue certificada la cinta para su utilización. Repetir este procedimiento hasta completar toda la circunferencia del tanque.
3. Registrar todas las medidas obtenidas.

4. Ahora realizar el mismo procedimiento con la misma longitud que se utilizó con la master tape y realizar el procedimiento 2 hasta completar la circunferencia total del tanque.
5. Aplicar la tensión suficiente para igualar la medición obtenida con la cinta master.
6. La cantidad de tensión registrada anteriormente tendrá que ser utilizada en la misma medida en la cinta de trabajo durante todas las mediciones de la circunferencia.

Si la tensión aplicada es insuficiente para lograr que la cinta de trabajo tenga la misma posición que la medida obtenida con la cinta de calibración (master tape), se tiene que aplicar una sobretensión y realizar la siguiente corrección para poder obtener una medición que tenga mayor precisión acorde a la obtenida con la cinta de calibración (master tape).

2.1.3.1.1.4 Corrección en la medición.

En la última medición, si la sobretensión que aplicamos para todos los tramos de medición es suficiente para coincidir con la medida que obtenemos con la master tape, no se tiene que realizar ninguna corrección.

Por otro lado, si con la misma sobretensión que se aplicó para los tramos anteriores se tienen medidas diferentes a las obtenidas con el master tape, se realizará el siguiente procedimiento.

- Si la medida de la cinta de trabajo es menor a la obtenida con la cinta de calibración, la diferencia de las dos medidas deberá que ser sumada a cada circunferencia medida.
- Si la medida de la cinta de trabajo es mayor a la obtenida con la cinta de calibración, la diferencia de las dos medidas deberá ser restada a cada circunferencia medida.

2.1.3.2 Formatos para el registro de datos

Es necesario un formato en el cual se pueda registrar todo lo referente al tanque que se va a calibrar. En este estudio se presentarán los formatos que nos proporciona la norma API MPMS.

Se pueden utilizar otros formatos pero tienen que contener todas las variables que se tienen en el formatos dados por la norma .

Consideraciones a las tablas – formato **(ANEXO 1)**:

- La gravedad API y temperatura del líquido tienen que ser registradas en el momento del llenado del tanque.
- La temperatura ambiente promedia a la que el tanque va a operar.
- Altura máxima (consultar API MPMS 2.2 A 13.5).

Estos datos generalmente son obtenidos de la operadora o del propietario del tanque de almacenamiento.

Toda esta información se puede complementar con otros documentos en los que se necesita la siguiente información para tener una correcta trazabilidad del tanque a calibrar:

- Juntas verticales y horizontales.
- Número de planchas por anillo.
- Localización de los anillos a partir de los cuales se realizarán cambios de espesor.
- Ángulo superior e inferior de la carcasa.
- Localización de tuberías internas (Dimensiones) y pasos de personal (Manways).
- Abolladuras y pandeos en las planchas.
- Inclinación referente a la vertical de calibración.
- Ubicación del datum plate utilizado con anterioridad.

2.1.3.3 Tolerancias de los instrumentos de medición

Con el objetivo de tener mayor precisión en la toma de datos, se deberá tener las siguientes tolerancias en los instrumentos de medición (Tabla 2.1).

TABLA 2.1 TOLERANCIAS EN INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN.

Instrumento	Tolerancia	Observación
Cinta de trabajo (Mediciones Horizontales)	0.005 de pie	Registrar mediciones con la tercera cifra decimal.
Cinta de trabajo (Mediciones Verticales)	0.005 de pie	Registrar mediciones con la tercera cifra decimal.
Termómetros	1 °F o 0.5 °C	N/A
Medidor de Profundidad	1/64 in	Registrar mediciones con la cuarta cifra decimal.
Reglas y Cáliper (Deadwood)	1/8 in	Registrar mediciones con la tercera cifra decimal.

Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2.A
Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

2.1.4 MEDICIÓN DE VARIABLES

2.1.4.1 Medición del espesor de las planchas.

Es recomendable usar los registros de espesor tomados antes o durante la fabricación del tanque, preferiblemente si estos fueron medidos a través de un dispositivo ultrasónico. En ausencia de este dispositivo se puede utilizar medidores de profundidad, con la desventaja que para la utilización de este medidor de profundidad se necesita que en el tipo de construcción se haya dejado bordes expuesto en las placas.

2.1.4.2 Mediciones verticales

Las mediciones verticales se realizarán con el objetivo de determinar la altura efectiva del interior del tanque, misma que es necesaria para el desarrollo de la

tabla de aforo. Dependiendo del tipo de tanque que esté en calibración, se tendrá las siguientes mediciones verticales según la carcasa:

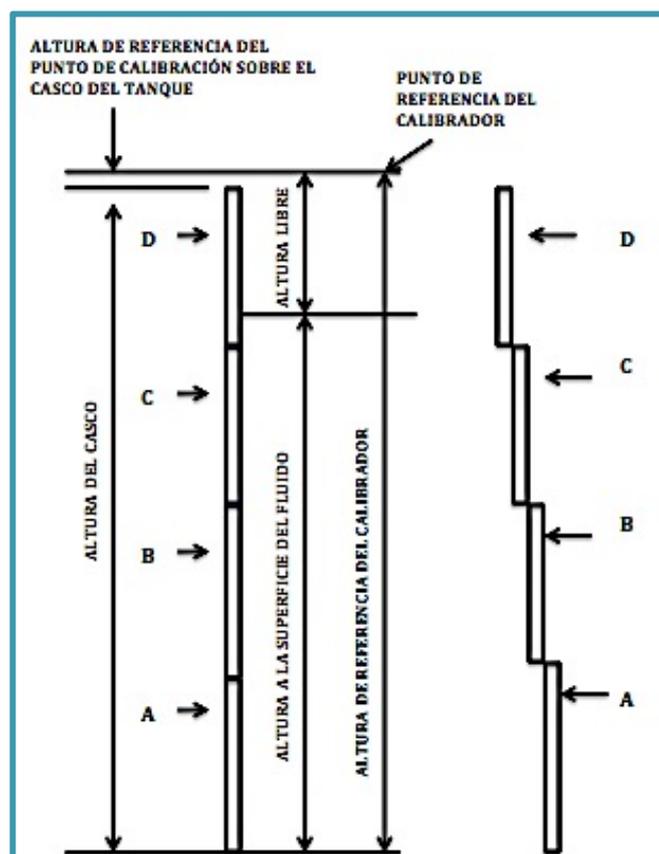
2.1.4.2.1 *Altura externa de la carcasa.*

La medición vertical se realiza según los siguientes esquemas:

- Las alturas de cada anillo son medidas desde la parte inferior visible de cada placa, hasta el tope superior de la placa como se muestra (Figura 2.7, Figura 2.8, Figura 2.9).
- La sumatoria de cada anillo nos dará la altura externa de la carcasa del tanque necesaria para cálculos posteriores necesarios para obtener la altura efectiva de calibración.

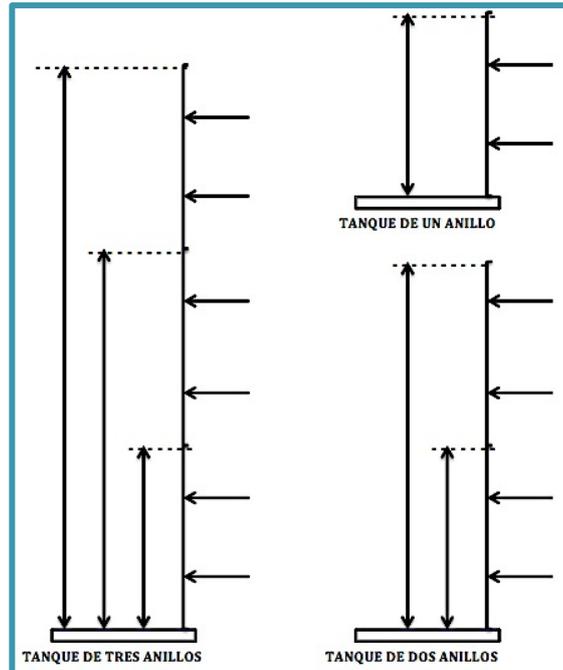
El cálculo de la altura dependerá del tipo de construcción que tuvo la carcasa del tanque a calibrar, para esto se considera los siguientes esquemas:

FIGURA 2.7 TANQUE VERTICAL CON CARCASA SOLDADA.



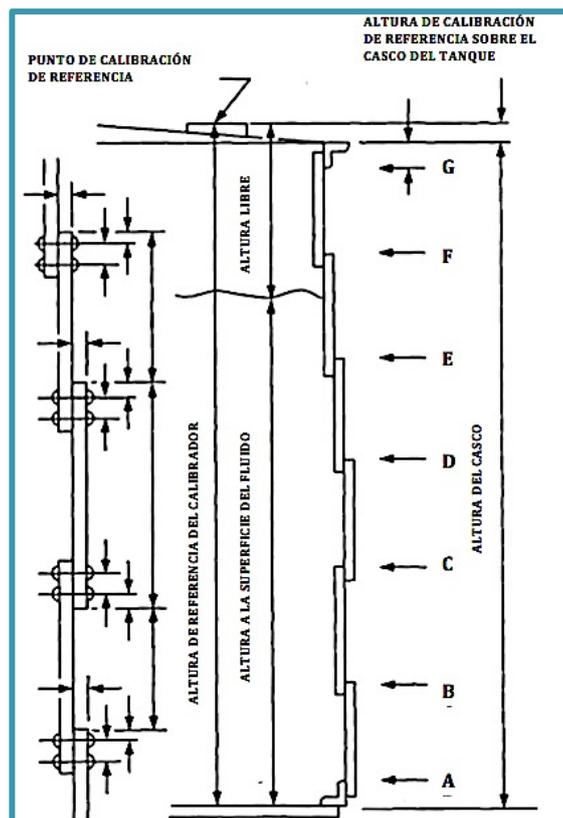
Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capitulo 2 – Sección 2.2 A.

FIGURA 2.8 TANQUE CON CARCASA FABRICADA CON PLANCHAS ATORNILLADAS.



Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2 A.

FIGURA 2.9 TANQUE CON CARCASA FABRICADA CON PLANCHAS REMACHADAS.

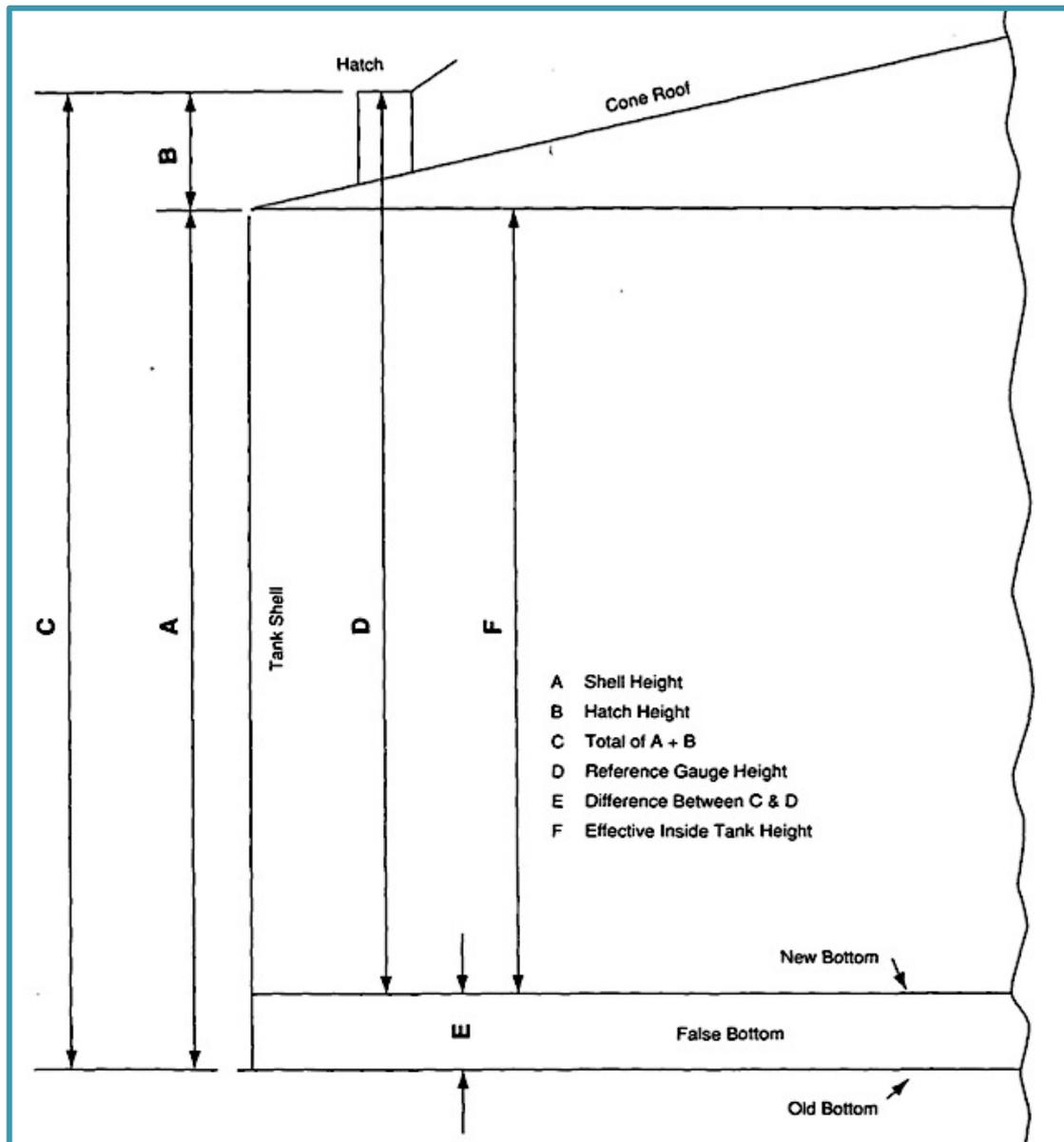


Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2 A.

2.1.4.2.2 Altura interna efectiva.

El cálculo de esta altura se realizará en base a la Figura 2.10 para tanques con techo fijo y Figura 2.11 para el caso de tanques con techo flotante.

FIGURA 2.10 ALTURA INTERNA EFECTIVA TANQUE CON TECHO FIJO.



Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2 A.

Donde:

A = Altura de la carcasa externa.

B = Altura de la escotilla externa.

C = Altura total.

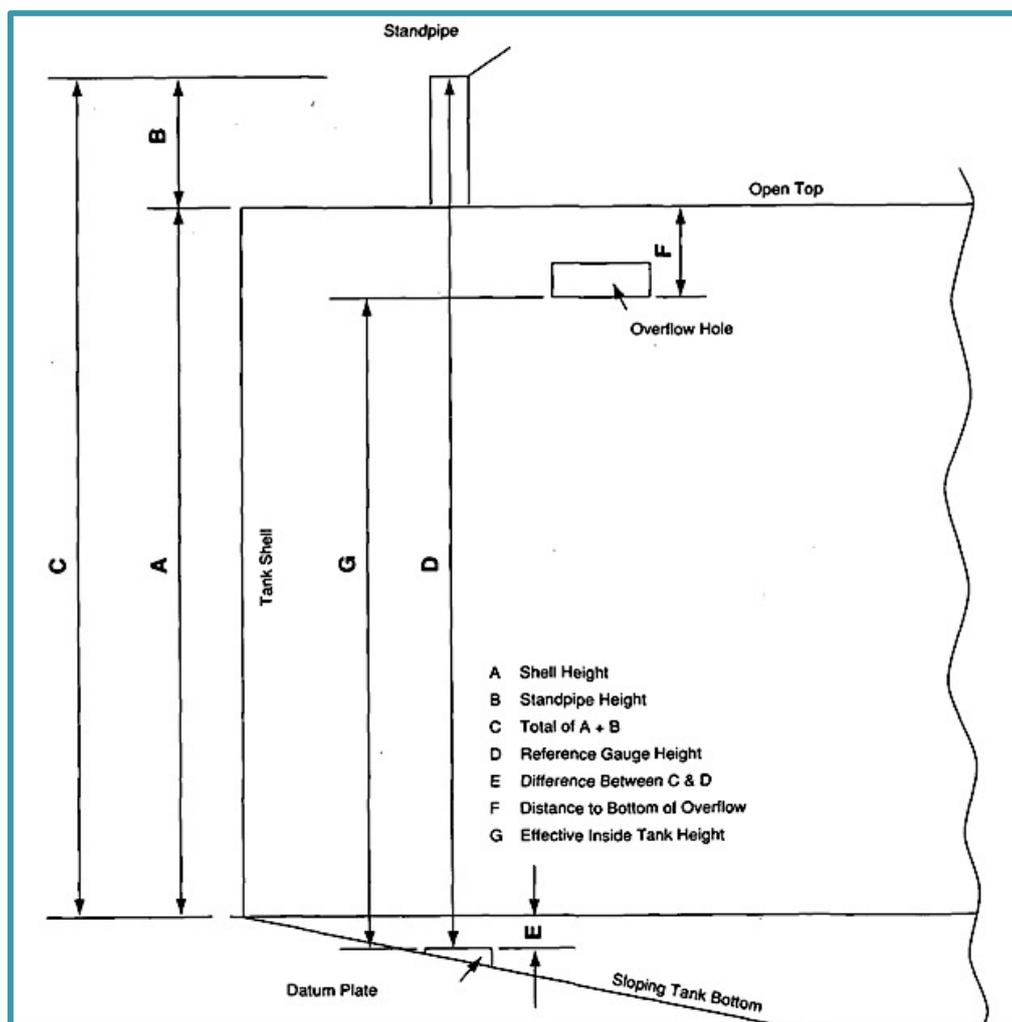
D = Altura de referencia para la calibración.

E = Altura del fondo falso.

F = Altura interna efectiva del tanque

La altura interna efectiva, es la altura considerada desde la superficie del fondo del tanque hasta el tope superior del último anillo del tanque. A cada medida de altura le corresponderá un volumen de fluido almacenado. Es muy importante el conocimiento de la existencia de fondos falsos para que los mismos sean tomados en consideración en la generación de la tabla de aforo del tanque.

FIGURA 2.11 ALTURA INTERNA EFECTIVA TECHO FLOTANTE.



Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2 A.

Donde:

A, altura de la carcasa externa.

B, altura de la escotilla externa (Standpipe).

C, altura total A + B.

D, altura de referencia para la calibración.

E, diferencia entre D - C.

F, altura desde el fondo hasta fondo del rebose del tanque.

G, altura interna efectiva del tanque.

2.1.4.3 Mediciones Circunferenciales

La siguiente tabla (tabla 2.2) muestra un resumen de la ubicación en la cual se deberá realizar las diferentes mediciones horizontales. Se tiene que tomar en cuenta la remoción de suciedad en las ubicaciones de las mediciones. No se tiene que realizar mediciones sobre el aislamientos.

TABLA 2.2 ALTURA DE LAS MEDICIONES CIRCULARES

Tipo de Construcción del Tanque	Elevación de Mediciones Circulares
Acero Soldado, uno o mas anillos	20 % bajo del tope superior de cada anillo ya sea este tope o junta.
Acero Remachado, arreglo de tejas	Punto mas bajo de cada anillo y 1 pie bajo el tope superior del tanque.
Acero Remachado, arreglo dentro y fuera	Punto mas bajo sobre la horizontal de la fila de remaches en cada anillo y 1 pie bajo el tope superior del anillo superior.
Acero Remachado, arreglo combinado tejas y dentro y fuera	Punto mas bajo sobre la horizontal de la fila de remaches de cada anillo y 1 pie bajo el tope superior del anillo superior.
Tanque de acero de un anillo alto, remachado en las juntas en el del fondo del tanque.	25 % y 75 % sobre.
Acero atornillado, juntas verticales traslapadas	25 % y 75 % sobre el fondo de cada anillo.
Acero atornillado, juntas verticales con brida	75 % sobre el fondo de cada anillo.

Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2 A.

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Todas las consideraciones a realizar al momento de la medición están registradas en el API MPMS 2.2 A. 14.2.1 hasta 2.2 A. 14.2.6.

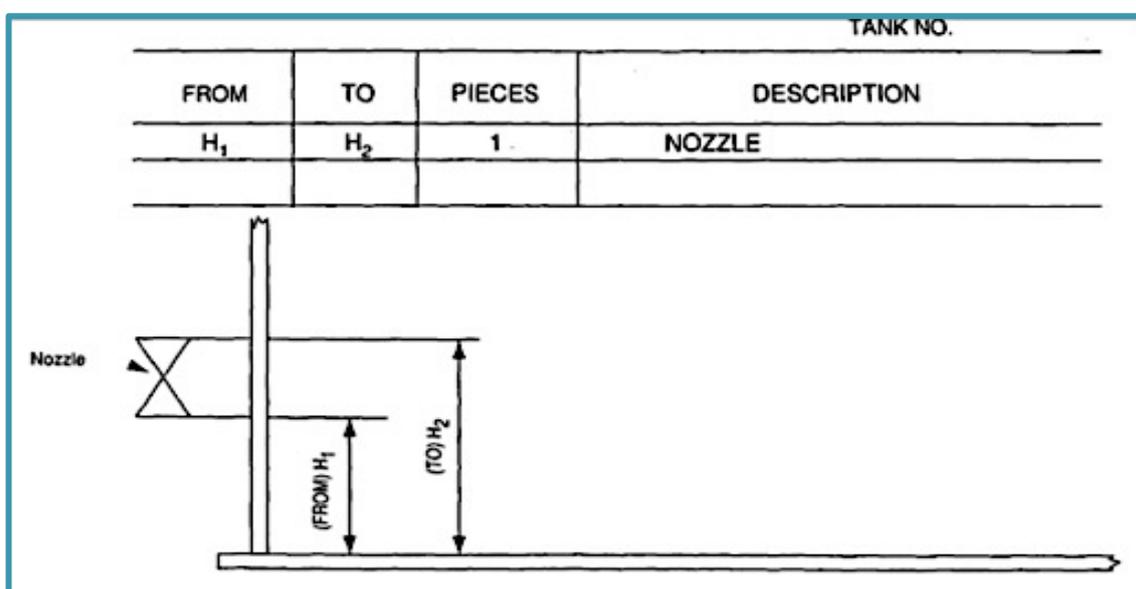
2.1.5 MEDICIÓN DEL VOLUMEN MUERTO

Es considerado como volumen muerto a cualquier objeto dentro del tanque, inclusive en este volumen también se considera el volumen del techo flotante, ya que reduce la capacidad del depósito. También se consideran elementos externos que puedan aumentar la capacidad del tanque como pozos de registro, etc.

Las mediciones deben realizarse desde el interior del tanque, solo se deben tomar las mediciones que se encuentran en los planos del tanque, en el caso que no se pueda realizar la medición real. Se tiene que registrar tanto dimensiones y ubicación de cada elemento, ya que la tabla de aforo asigna a cada altura un volumen de fluido almacenado considerando todos los elementos a esta altura.

Todos los elementos que son considerados como volumen muerto deberán ser registrados en una tabla (Figura 2.12).

FIGURA 2.12 CONSIDERACIÓN PARA EL REGISTRO DE VOLUMEN MUERTO



Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2 A.

2.1.5.1 Medición en el fondo del tanque.

La forma que tenga el fondo del tanque es crucial en la elaboración de la tabla de calibración del tanque. Si el fondo se mantiene plano con el peso que representa el líquido almacenado, entonces no habrá efecto en el volumen de líquido almacenado, de lo contrario, si el fondo tiene formas irregulares como: en pendiente, cono hacia abajo, semiesférico, elipsoidal o segmento esférico, es necesario la medición del volumen mediante medidas lineales que el tipo de forma conlleva para que este volumen sea considerado en la tabla de calibración. Se recomienda, con el objetivo de tener una mejor precisión, que se realice una calibración por llenado de líquido, la misma que consiste en llenar ligeramente el tanque hasta una altura conveniente que cubra cualquier irregularidad sobre el fondo del tanque. El volumen del líquido utilizado tiene que ser conocido.

2.1.5.2 Medición en techos flotantes.

En los tanques que tienen techo flotante se tienen que considerar el peso del mismo, ya que este desplazará la cantidad de volumen de líquido equivalente al peso del techo por el efecto del principio boyanza. En la generación de la tabla de calibración es necesario conocer las siguientes posiciones del techo durante al inicio del llenado del tanque (Figura 2.15)

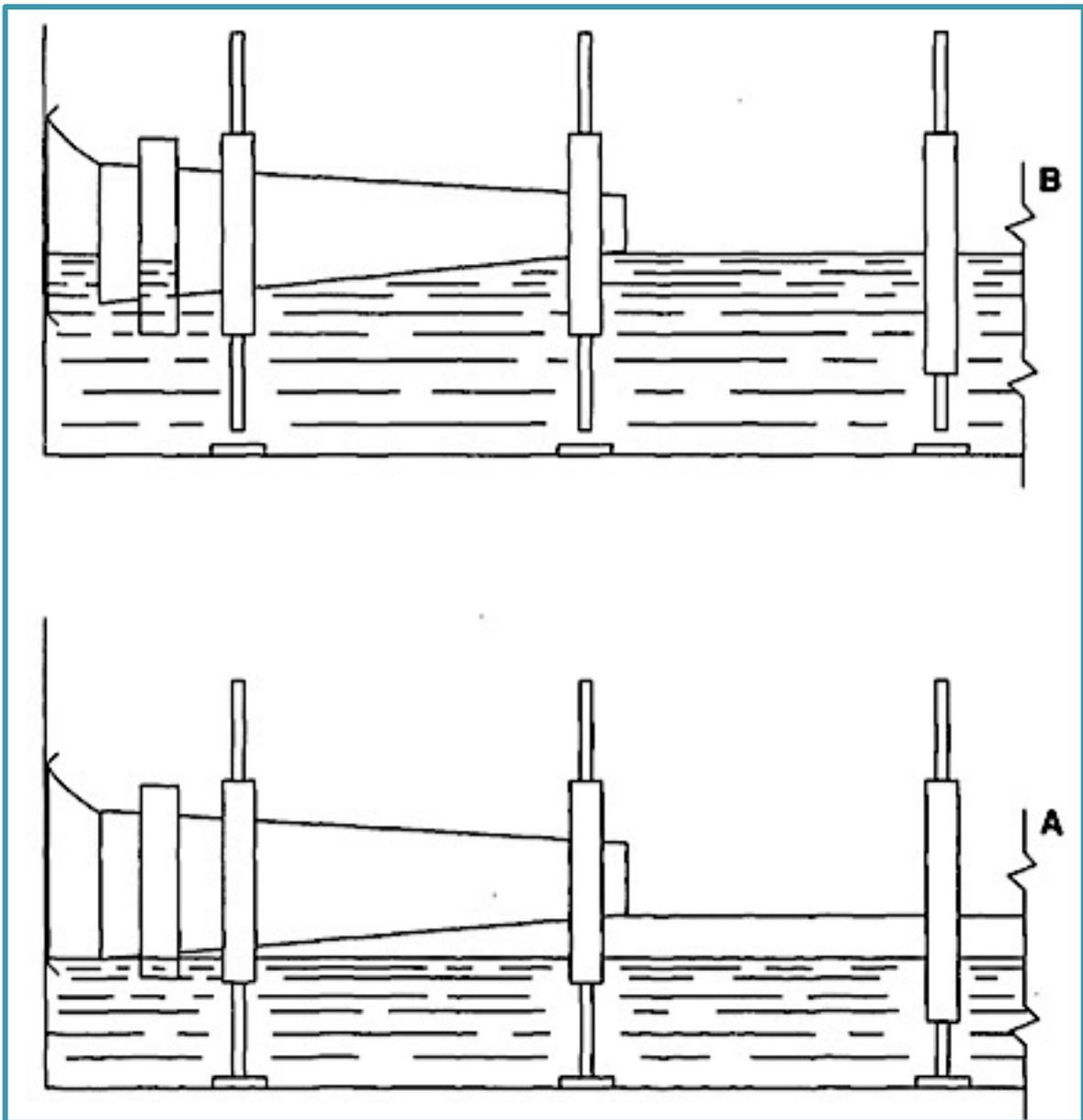
2.1.5.3 Determinación del volumen muerto en techos flotantes.

El cálculo del volumen muerto en techos flotantes tiene que considerar el peso del techo flotante considerando las siguientes posiciones del techo al momento de elaborar la tabla de calibración:

- En la posición A (Figura 2.13). Se considera la altura a la cual el fluido almacenado toca la superficie interna del techo flotante. A esta altura se tendrá un volumen sin considerar la forma interna del techo flotante, pero sí considerando el volumen muerto que representan los pontones de soporte.

- En la posición B (Figura 2.13). Se considera la altura cuando el último pontón se eleva del fondo del tanque y el volumen añadido o restado que considera la forma interna del techo flotante. También se tiene que considerar el volumen muerto representado por los pontones de soporte.

FIGURA 2.13 POSICIONES DEL TECHO FLOTANTE DURANTE EL LLENADO.



Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2 A.

2.1.6 AFORO DE TANQUES Y LA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE HIDROCARBUROS.

Según el reglamento de operaciones hidrocarburíferas vigente en el Ecuador, en el artículo 41, nos dice: “La medición y la fiscalización de los hidrocarburos provenientes del área del contrato, se realizarán diariamente en los centros de fiscalización y entrega establecidos en el contrato o en los puntos determinados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, mediante equipos de medición automática o aforo en tanques de almacenamiento. Los resultados de la fiscalización se asentarán día a día en el registro respectivo, que será presentado diariamente a la Dirección Nacional de Hidrocarburos.”

El aforo de tanques en un método certificado para llevar la contabilidad interna en los campos, de igual manera se maneja como un método alternativo o de apoyo a los resultados obtenidos mediante las mediciones dinámicas.

En el caso del campo Singue, la producción es fiscalizada de manera estática por aforo de tanques en la Estación Tetete, los que ayuda a llevar un control interno y de respaldo a los resultados de la medición dinámica de la unidad LACT que se realiza en la Estación Marian 4.

2.2 MEDICIÓN DINÁMICA.

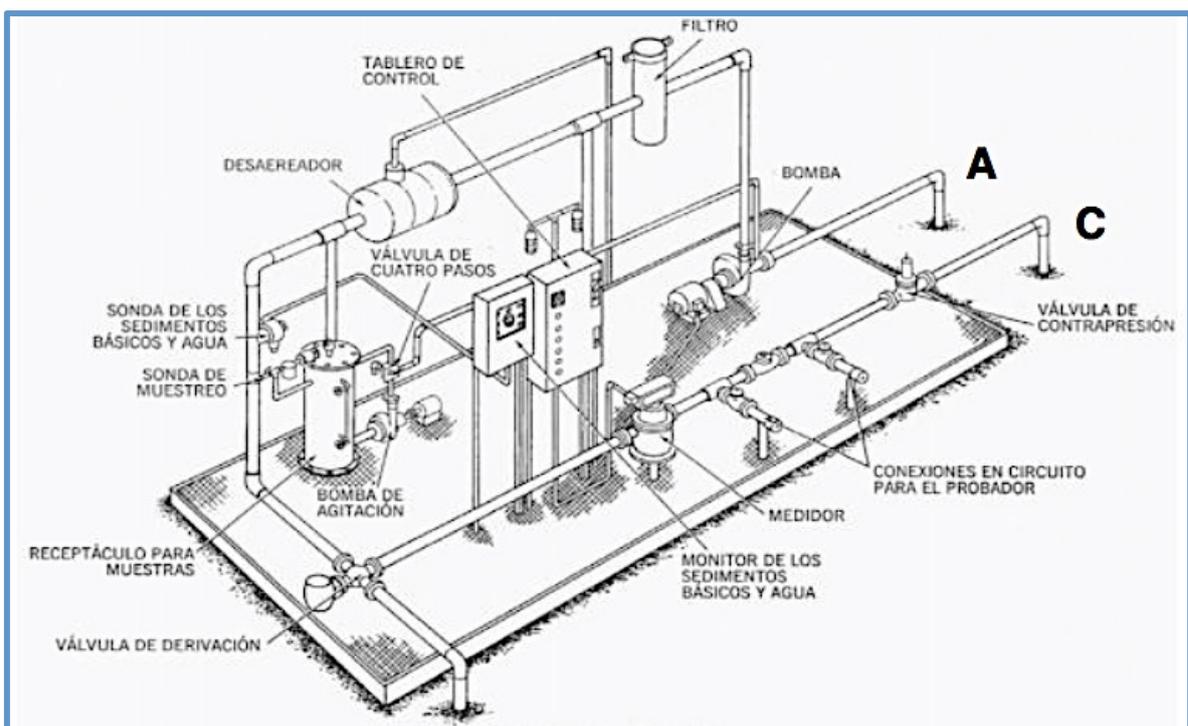
La medición dinámica es un proceso que permite calcular, indicar y visualizar la rata de flujo (volumétrica o másica) en tiempo real y el volumen (bruto o estándar), e incrementa la disponibilidad operativa de los tanques de almacenamiento puesto que no es necesario dedicar un tanque de forma exclusiva a la operación de recibo o despacho. Este tipo de medición permite realizar en tiempo real el control de mezclas de productos en línea o la división precisa de una corriente en múltiples líneas si el hidrocarburo proviene de diferentes campos.

2.2.1 DEFINICIÓN

Se define a la Unidad LACT (Lease Automatic Custody Transfer), como un sistema de equipos diseñados para medir y registrar automáticamente la cantidad y calidad de crudo transferido desde las facilidades, hasta las estaciones de almacenamiento o transporte. Figura 2.14.

2.2.2 ESQUEMA UNIDAD LACT

FIGURA 2.14 ESQUEMA UNIDAD LACT



Fuente: Ing. Nicolás Santos S, Unidades de medición automática para transferencia de custodia, 2013.

2.2.3 CARACTERÍSTICAS UNIDAD LACT

- Medir y registrar el volumen acumulado del hidrocarburo producido en un campo.
- Detectar la presencia de agua y sedimentos en el flujo de petróleo producido y calcular su porcentaje.
- Determinar la temperatura del crudo producido.

- Medir los grados API
- Tomar muestras del fluido para realizar las pruebas convencionales del mismo.

2.2.4 COMPONENTES DE UNA UNIDAD LACT

Los componentes principales con los cuales cuenta el sistema para registrar el volumen y calidad del hidrocarburo que fluye a través del mismo son:

2.2.4.1 Bombas de Transferencia.

Son aquellas que impulsan al fluido hacia el sistema de medición, con la presión y caudal necesario establecido. Las bombas pueden ser de tipo pistón o centrífugas, siendo estas últimas las más comúnmente utilizadas, ya que eliminan las pulsaciones del flujo y las vibraciones que provocarían las de tipo pistón.

2.2.4.2 Filtro.

Es el componente principal del sistema de filtración y se emplea para el control de la contaminación por partículas sólidas de origen externo y las generadas internamente por procesos de desgaste o de erosión de las superficies.

2.2.4.3 Medidor BSW.

Instrumento destinado a medir el porcentaje de agua y sedimentos en relación al volumen total del fluido.

2.2.4.4 Válvulas.

2.2.4.4.1 Válvula Check.

Estas permiten el paso del flujo solo de un sentido, evitando así un contraflujo del sistema, estas son instaladas después del medidor y conectadas al probador para evitar que el fluido que ya sea medido o probado recircule en el medidor o en el sistema probador.

2.2.4.4.2 Válvula Ecuilizador.

Estas son utilizadas para mantener y balancear la rata de flujo, cuando el probador es puesto en línea o sacado de línea, o cuando hay cambios de nivel en el tanque que alimenta la bomba.

2.2.4.4.3 Válvula de desvío de tres vías.

Estas son utilizadas para re-direccionar el flujo del fluido si este no cumple con las especificaciones establecidas.

2.2.4.5 Toma Muestras.

Es un dispositivo colector usado para extraer una muestra del fluido que corre por la tubería, consiste básicamente en una sonda, un extractor de muestras, un controlador asociado y un receptáculo de muestras.

2.2.4.6 Probador.

Funcionan con base en el desplazamiento del líquido por una sección de tubería cuyo volumen exacto se conoce. De la comparación entre el volumen conocido de la sección de tubería y el volumen registrado por el medidor, puede calcularse el factor del medidor.

2.2.4.7 Transductores e Indicadores de presión y temperatura.

Los transductores son elementos que nos permiten medir las variables físicas del fluido y representarlás mediante señales eléctricas, las mismas que son interpretadas por los indicadores de presión y temperatura.

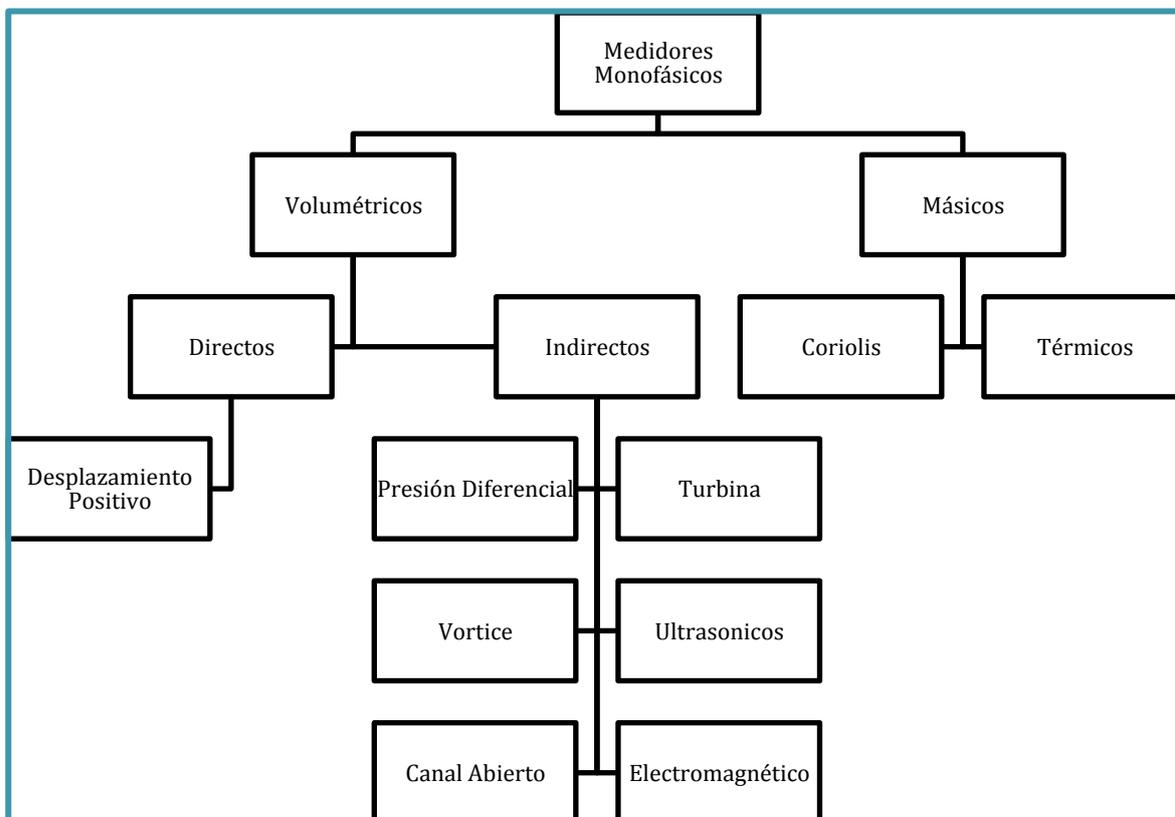
2.2.4.8 Computador de flujo.

Se encarga de recoger toda la información procedente de los instrumentos de medición y de procesarlo, monitorea el cambio de presión y temperatura, calcula la densidad del fluido y provee la medida real en volumen o en flujo másico.

2.2.5 MEDIDORES MONOFÁSICOS

Los medidores monofásicos presentan la siguiente clasificación general. Figura 2.15

FIGURA 2.15 CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES MONOFÁSICOS.



Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

2.2.5.1 Medidores Monofásicos de Desplazamiento Positivo

Los medidores de desplazamiento positivo operan atrapando un volumen unitario y conocido de líquido, desplazándolo desde la entrada hasta la salida, y contando el número de volúmenes desplazados en un tiempo determinado. Con este tipo de instrumentos la medida es directa, sin tener que recurrir a ningún tipo de cálculo.

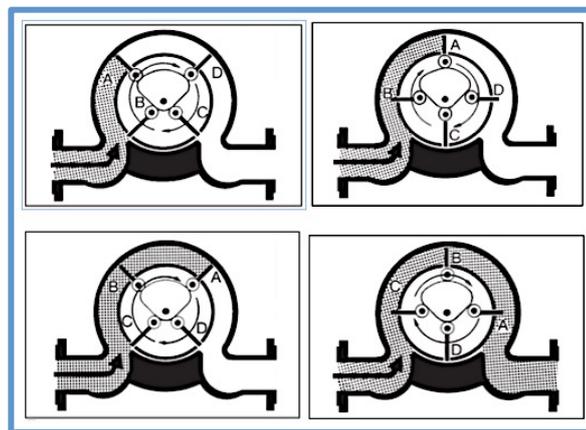
2.2.5.1.1 Álabes Giratorios.

Estos medidores son giratorios y de desplazamiento positivo, contienen un rotor que gira sobre rodamientos de bolitas, e incluye álabes (paletas) distribuidos en forma pareja. Al fluir el líquido a través del medidor y el rotor, los álabes 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. Una de las características sobresalientes de este medidor es el hecho de que el flujo pasa sin perturbaciones durante la medición. No se desperdicia energía agitando innecesariamente el líquido.

FIGURA 2.16 FLUJO DEL FLUIDO DENTRO DE UN MEDIDOR DE ALABES GIRATORIOS.



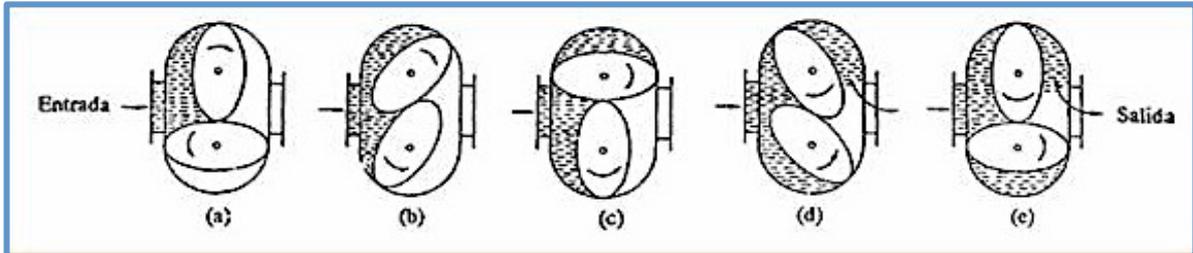
Fuente: Flow Measurement Handbook

2.2.5.1.2 Engranajes Ovalados.

El medidor dispone de dos ruedas ovals que engranan entre sí y tienen un movimiento de giro debido a la presión diferencial creada por el flujo de líquido, la acción del líquido actúa de forma alternativa sobre cada una de las ruedas, dando lugar a un giro suave de un par prácticamente constante. Tanto la cámara de medida como las ruedas están mecanizadas con gran precisión, con el fin de conseguir que el deslizamiento entre ellas se produzca con el mínimo rozamiento, sin que se formen bolsas o espacios muertos y desplazando la misma cantidad de líquido en cada rotación.

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

FIGURA 2.17 ENTRADA Y SALIDA DEL FLUIDO EN UN MEDIDOR CON ENGRANAJES OVALADOS.

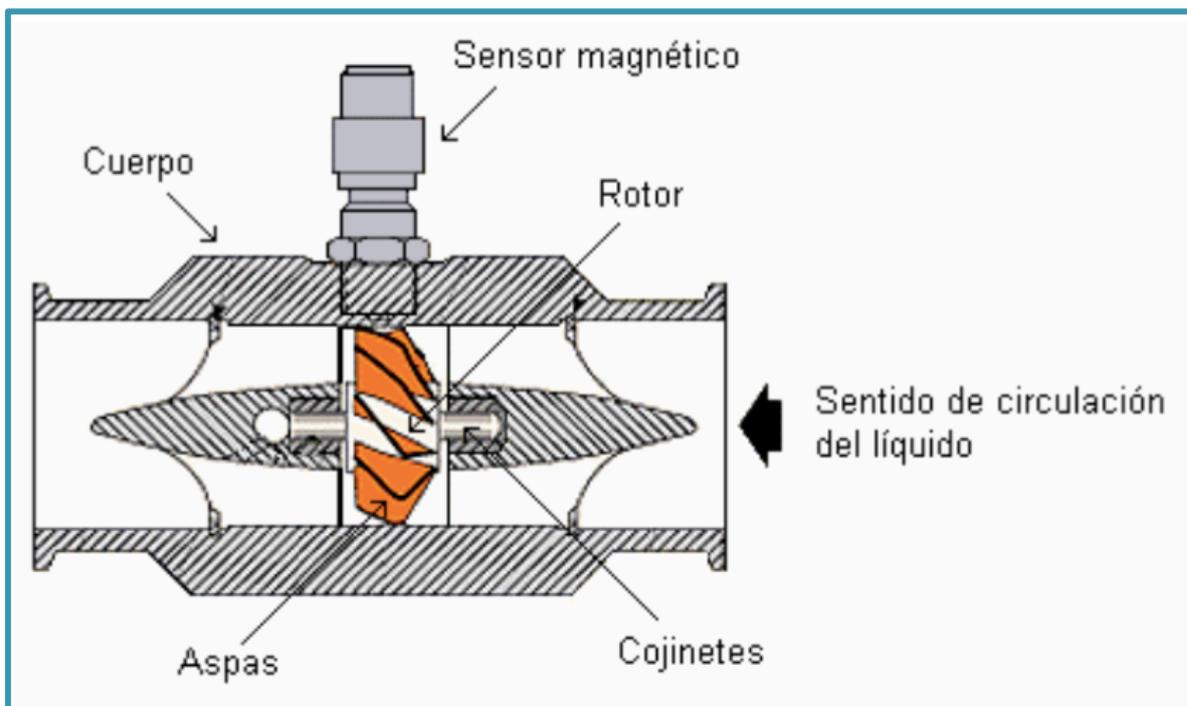


Fuente: Flow Measurement Handbook

2.2.5.1.3 Tipo Turbina.

El fluido ingresa a la cámara de capacidad conocida, golpea con la turbina del rotor y provoca que el mismo gire a una velocidad que depende del flujo volumétrico, con lo que se puede conocer el caudal del fluido.

FIGURA 2.18 MEDIDOR DE TIPO TURBINA.



Fuente: Flow Measurement Handbook

2.2.5.1.4 Másico Coriolis.

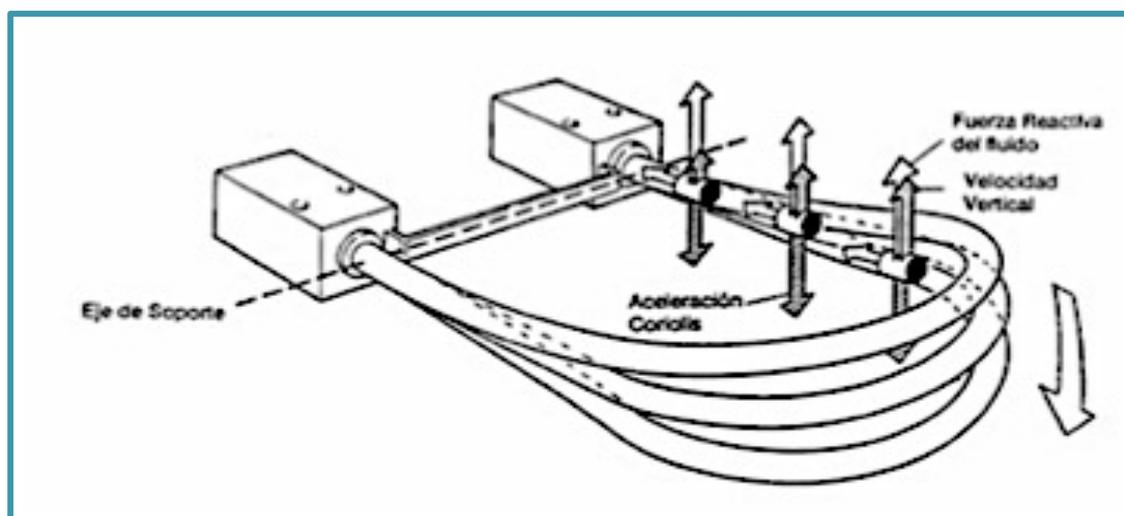
El flujo de fluido a la entrada del medidor ingresa por los tubos en forma de U, los cuales tienen un diámetro menor que el de la tubería del proceso. El flujo sigue la trayectoria curva de los tubos, los cuales son incitados a vibrar por medio de una bobina a una determinada frecuencia, con lo cual se genera la superposición de movimientos y consecuentemente se obtiene la fuerza Coriolis utilizada para determinar la cantidad de materia que está fluyendo por los mismos.

El análisis de los componentes y el principio de funcionamiento será detallado de una forma mas profunda en el Capítulo 4. En el cual se consideran:

- Normas de Diseño
- Instalación y Operación.
- Calibración.
- Probadores.

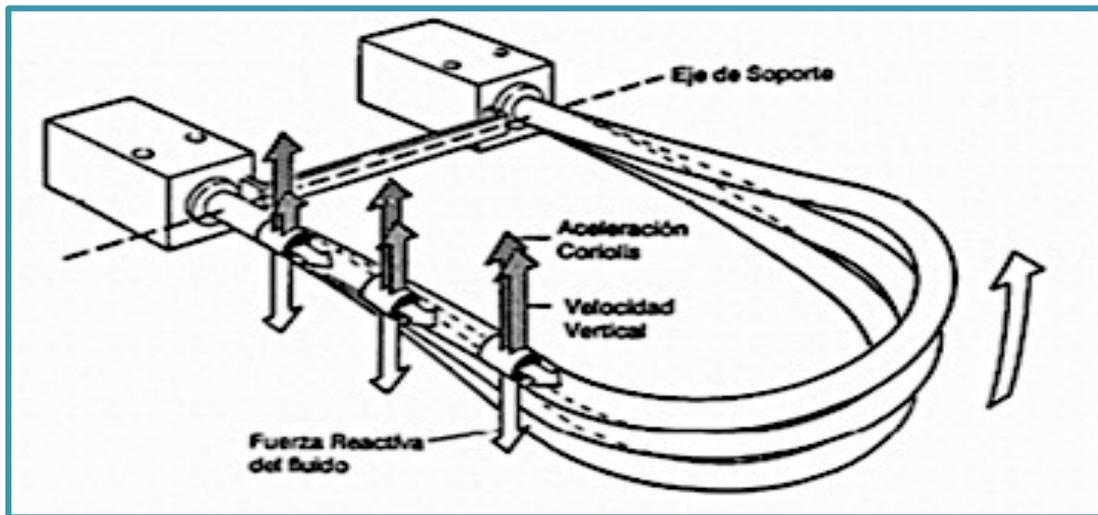
La Figura 2.18, muestra el flujo directo del fluido cuando atraviesa el medidor por otro lado la Figura 2.19, muestra el flujo inverso del fluido ya que este medidor permite el flujo bidireccional a través del medidor.

FIGURA 2.19 FLUJO DIRECTO A TRAVÉS DEL MEDIDOR CORIOLIS



Fuente: Flow Measurement Handbook

FIGURA 2.20 FLUJO INVERSO A TRAVÉS DEL MEDIDOR CORIOLIS.



Fuente: Flow Measurement Handbook

CAPÍTULO 3

SOFTWARE PARA LA ELABORACIÓN DE TABLAS DE AFORO UTILIZADAS EN LA CUANTIFICACIÓN ESTÁTICA EN LA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE HIDROCARBUROS.

3.1 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

La tabla de calibración será elaborada bajo las normas técnicas del Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) y se tendrá en cuenta las correcciones citadas en el CAPÍTULO 2 del presente estudio. Es importante recordar que a pesar de que la tabla de calibración nos da cantidades de volumen a una temperatura de 60 °F, la corrección por techo flotante se realizará con la temperatura observada.

3.2 PARÁMETROS A CONSIDERAR PARA LA ELABORACIÓN DE LA TABLA DE CALIBRACIÓN.

Los siguientes parámetros tienen que ser considerados en la elaboración de la tabla de calibración:

- Expansión y contracción de casco del tanque de acero debido a la carga de líquido.
- Expansión y contracción de casco del tanque de acero debido al cambio de temperatura.
- Inclinación desde una posición vertical.
- Fondo de tanque de forma irregular.
- Altura efectiva tanque (interior).

3.3 CIRCUNFERENCIA INTERNA CORREGIDA

Los parámetros anteriormente citados son necesarios para la determinación de la circunferencia interna. Esta circunferencia será obtenida a partir de la circunferencia exterior (medición de campo) de cada anillo, se realizarán los cálculos necesarios para deducir matemáticamente la circunferencia interna de cada anillo.

$$\text{Circunferencia Interna} = \pi * [D - (2 * t)] \quad (3.1)$$

Donde:

$t =$ *Espesor del acero.*

$D =$ *Diametro exterior de cada anillo.*

Para determinar la circunferencia interna corregida se realizará las siguientes correcciones:

3.4 CORRECCIÓN DE CIRCUNFERENCIA: CINTA DE TRABAJO VS CINTA MAESTRA.

Esta corrección se realizará para corregir el valor obtenido por la cinta de trabajo, teniendo en cuenta que es necesario aplicar el mismo valor de tensión en la cinta de trabajo que nos detalla el reporte de calibración de la cinta maestra. En el reporte de calibración de la cinta maestra se detalla la tensión y su respectiva expansión para realizar la corrección.

El reporte de calibración nos dará la corrección de la longitud medida a la temperatura a la cual se realizo la calibración, usualmente esta temperatura es de 68 °F.

En el **Anexo 2**, se muestra un reporte de calibración en el cual se encontrará la información necesaria para la realización de la corrección.

3.5 CORRECCIÓN DE LA LONGITUD POR TEMPERATURA CONDICIONES ESTÁNDAR.

En la industria del petróleo los cálculos son llevados a condiciones estándar para tener un mejor manejo por cada parte involucrada en el proceso de explotación del petróleo.

Se utilizará la siguiente la ecuación para corregir la longitud medida y ser llevada a 60 ° F.

$$\text{Factor de Corrección} = 1 + [(T_s - T_c) * C] \quad (3.2)$$

Donde:

T_c = Temperatura de calibración de la cinta maestra. [F] (Normalmente 68 °F)

T_s = Temperatura estandar a 60 ° F.

C = Coeficiente de expansión del acero al carbono = $0.0000645 \frac{FT}{FT} / F$

El factor de corrección tiene que ser multiplicado por la longitud obtenida después de haber corregido la medida por la cinta maestra, este nuevo valor tiene que ser restado de la medida de cada anillo.

3.6 CORRECCIÓN PARA ELEVACIONES DE CINTA EN MEDICIÓN HORIZONTAL.

En algunas mediciones se tendrá el problema de que la cinta no esté en total contacto con la pared del tanque, sino que se presenten ciertas elevaciones debido a paso sobre tapajuntas o articulaciones de vuelta.

Para corregir el aumento cuando se tiene tapajuntas se utilizará la ecuación de corrección (Ecuación 3.3). La corrección obtenida con las dos ecuaciones tendrá que ser restado del valor obtenido.

$$\text{Corrección} = \left[\frac{2 * N * t * W}{d} + \frac{8 * N * t}{3} * \sqrt{\frac{1}{d}} \right] \div 12 \quad (3.3)$$

Donde:

N = número de tapajuntas por anillo

t = altura de tapajuntas, [in]

W = ancho de tapajuntas, [in].

d = diametro nominal del tanque, [in]

En cambio para cuando se tiene juntas en solape, se utilizará la ecuación siguiente.

$$\text{Corrección} = \left[\frac{4 * N * t}{3} * \sqrt{\frac{t}{2d}} \right] \quad (3.4)$$

Donde:

N = número de juntas en solape por anillo.

t = altura del solape en la junta, [in].

d = diametro nominal del tanque, [in].

Si la cinta de trabajo esta completamente adherida contra la pared del casco del tanque esta corrección no será necesaria. No teniendo que restar ninguna corrección al valor obtenido.

3.7 CORRECCIÓN DE LA CIRCUNFERENCIA EXTERNA POR ESPESOR DE LA PARED DEL TANQUE.

Para cada anillo se hará la corrección por el espesor utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Corrección por espesor de placa} = \frac{\pi * t}{6} \quad (3.5)$$

Donde:

$t = \text{espesor de placa. [in].}$

Este valor también será restado de los valores de longitud de cada anillo corregidos previamente. Cada anillo tiene su espesor de placa y es necesario la utilización de instrumentos sónicos para determinar el espesor de cada una de ellas.

3.8 EXPANSIÓN Y CONTRACCIÓN DE CASCO DEL TANQUE DE ACERO POR LA CARGA DE LÍQUIDO

Las mediciones de campo ya modificadas por las tres correcciones anteriores, tendrán que ser corregidas una vez más si el tanque bajo calibración se encuentra lleno, debido al efecto que tiene la carga de líquido sobre las paredes del tanque.

Esta corrección, por contracción y expansión, se tomará en consideración para tanques de almacenamiento mayores a 500 barriles de volumen almacenado.

3.8.1 CORRECCIÓN POR CONTRACCIÓN

La determinación de la cantidad que será restada se puede obtener a través de la siguiente ecuación (Ecuación 3.6). En esta ecuación se lleva al tanque a

condiciones de estrés cero y se aplican los efectos de expansión que conlleva el incremento progresivo de líquido almacenado.

$$\Delta C = \frac{-W * h * C^2}{2 * \pi * E * t} \quad (3.6)$$

Donde:

ΔC = Corrección de circunferencia al tanque vacío o condición sin tensión.

W = Peso del líquido por unidad de volumen [lb/ft³].

h = Altura de la carga de líquido [ft].

C = Circunferencia medida [ft].

E = Coeficiente de elasticidad del acero. [29,000,000 psi].

t = Espesor del anillo o casco [in].

Para facilitar los cálculos se puede ajustar la Ecuación 3.6 a la siguiente, en la cual se considera la gravedad específica del líquido observado:

$$\Delta C = -K * \frac{G * H * C^2}{t} \quad (3.7)$$

Donde:

$$K = \frac{62.3}{24 * \pi * E} = 0.00000002849239$$

G = Gravedad específica observada del líquido en el tanque.

3.8.2 CORRECCIÓN POR EXPANSIÓN

Ahora se considera la expansión del casco por la carga del líquido, este efecto añadirá cierta cantidad de longitud a la longitud corregida anteriormente. Esto sucede debido a la cantidad de líquido que se va almacenando progresivamente haciendo que la circunferencia interna aumente.

La misma fórmula (Ecuación 3.7) utilizada en la contracción se puede utilizar para calcular la expansión de la carcasa del tanque. Este cálculo de expansión del casco del tanque se realiza en base a la densidad del producto a ser almacenado en el tanque. Al considerar la expansión de la carcasa del tanque se tendrá el promedio entre la contracción y la expansión que permita tener un valor más representativo para los cálculos de volumen en cada anillo.

Con el valor de corrección se podrá calcular el incremental en volumen correspondiente al anillo analizado, considerando la expansión mientras se está llenando el tanque.

3.9 SUMARIO DE CORRECCIONES DE CIRCUNFERENCIA EXTERNA A CIRCUNFERENCIA INTERNA.

En la siguiente tabla se detallará todas las correcciones necesarias para tener la circunferencia interna corregida. Estas correcciones se las hará para obtener matemáticamente la circunferencia interna.

TABLA 3.1 SUMARIO DE CORRECCIONES PARA LA CIRCUNFERENCIA INTERNA CORREGIDA.

# de Circunf.	Circunf Medida	Correc. Cinta Maestra	Correc. Elevación de cinta	Correc. Carga de líquido Contracción	Correc. Espesor de Placa	Correc. Carga de líquido Expansión	Circunferencia Interna Corregida
1	X	-	-	-	-	+	Valor corregido
2							

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Para determinar el incremental en cada anillo se realizará el siguiente cálculo, el mismo que tendrá que ser realizado considerando siempre el tipo de unión que se tiene entre el borde superior del anillo inferior y el borde inferior del anillo superior, estas uniones pueden ser:

- Arreglo remachado dentro y fuera de la superficie de la carcasa.

- Arreglo de tejas remachadas.
- Arreglo de extremo-soldado.

Las consideraciones que se tienen que hacer cada tipo de unión entre anillos se detallan en la Sección 2 A MPMS. En la realización de la tabla de calibración de este estudio se considera el arreglo de extremo-soldado. Para este arreglo se realizará el siguiente cálculo:

Se partirá de una verdad conocida:

$$1 \text{ barril} * \frac{5.615 \text{ ft}^3}{1 \text{ barril}} * \frac{1728 \text{ in}^3}{1 \text{ ft}^3} = 9702 \text{ in}^3$$

Se determinará el radio de cada circunferencia interior medida y corregida:

$$r = \frac{\text{Circunferencia interna corregida}}{2 * \pi} \text{ [in]}$$

con este valor se determinará el área que representa este radio para determinar el incremental con la ayuda de la equivalencia de 1barril = 9702 in³.

$$\text{Area Circunferencia} = \pi * r^2 \text{ [in}^2\text{]}$$

Entonces:

$$\frac{1 \text{ barril}}{9702 \text{ in}^3} * \frac{\text{Area Circunferencia in}^2}{1} = X \frac{\text{barriles}}{\text{in}}$$

Mediante la utilización de la relación anterior. Se determinara el volumen de líquido almacenado por unidad de pulgada en cada anillo hasta llegar a la totalidad del fluido almacenado.

3.10 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN MUERTO.

Ahora es necesario incluir el volumen muerto dentro del tanque, considerando al volumen muerto como todo lo que reste o sume volumen al medido por unidad de altura.

En la determinación del volumen muerto se consideran tres variables.

- Volumen Muerto Estructural.
- Forma del fondo del tanque.
- Techo Flotante considerado como volumen muerto.

3.10.1 VOLUMEN MUERTO ESTRUCTURAL.

Se considera todos los volúmenes: tuberías, bridas, entradas de hombre, mangueras, modificaciones internas del tanque, columnas de apoyo, sumideros, vigas de apoyo, tapajuntas, etc.

Para el registro se realizará una tabla en la cual se considere lo siguiente:

TABLA 3.2 VOLUMEN MUERTO ESTRUCTURAL

Número de Accesorio	De	Hasta	Descripción	Barriles / in
1	0 ft - 3 ½ in	0 ft – 11 ½ in	Columna Base	-0.0039
2	1 ft – 6 in	3 ft – 6 in	Entrada de Hombre	+0.0227

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Ejemplo de Cálculo:

Columna base:

Medidas: 8 in Channel at 11.5 lb x 7.5 ft.

El área transversal de este tipo de columna es: 3.36 in^2 .

$$Volumen_{columna\ base} = 3.36 \text{ in}^2 * 7.5 \text{ ft} * \frac{12 \text{ in}}{1 \text{ ft}} = 302.4 \text{ in}^3.$$

Aplicando equivalencia 1 barril = 9702 ft^3

$$302.4 \text{ in}^3 * \frac{1 \text{ barril}}{9702 \text{ in}^3} = 0.03117 \text{ barril}$$

Dividiendo este valor para la altura del accesorio:

$$\text{Altura} = 11 \frac{1}{2} \text{ in} - 3 \frac{1}{2} \text{ in} = 8 \text{ in}$$

$$\text{Finalmente: } \frac{0.03117 \text{ barril}}{8 \text{ in}} = -0.0039 \frac{\text{barril}}{\text{in}}$$

Entrada de Hombre (Manways):

Medidas: 20 in de Diámetro x 7 in profundidad.

$$\text{Área del Circulo: } Area_{Manway} = Diámetro^2 * \frac{\pi}{4} = (20 \text{ in})^2 * \frac{\pi}{4} = 314.1593 \text{ in}^2$$

$$Volumen_{Manway} = 314.1593 \text{ in}^2 * 7 \text{ in} = 2199.1149 \text{ in}^3.$$

Como se tiene dos entradas de hombre.: $(2199.1149 \text{ in}^3) * 2 = 4398.2297 \text{ in}^3$

Aplicando equivalencia 1 barril = 9702 ft^3

$$4398.2297 \text{ in}^3 * \frac{1 \text{ barril}}{9702 \text{ in}^3} = 0.4533 \text{ barril}$$

$$\text{Altura} = 1 \text{ ft } 8 \text{ in} - 3 \text{ ft } 6 \text{ in} = 20 \text{ in}$$

$$\text{Finalmente: } \frac{0.4533 \text{ barrilbarril}}{20 \text{ in}} = + 0.0227 \frac{\text{barril}}{\text{in}}$$

El signo depende del tipo de accesorio, si añade o resta volumen al volumen de fluido almacenado.

3.10.2 FORMA DEL FONDO DEL TANQUE.

La forma del fondo del tanque determina el volumen muerto a considerar, si se tiene un fondo plano no se tiene que hacer ninguna consideración, caso contrario, si el fondo tiene forma por ejemplo en cono, se necesita determinar el volumen muerto a restar o sumar al volumen por pulgada determinado para el primer anillo o anillo de fondo.

Considerando un fondo tipo cono hacia arriba. Se utilizará la siguiente ecuación:

$$\text{Factor de Vol} = \frac{(Bls/(\text{in Anillo Inferior}) * \text{altura del cono})}{\frac{3}{(\text{altura del cono})^3}} \quad (3.8)$$

Este factor hay que multiplicarlo por cada incremento en volumen de una pulgada hasta llegar a la altura del cono, por lo tanto cada valor determinado se restara del volumen por pulgada que se tiene en el primer anillo hasta llegar a la altura del cono.

El incremento se determina en unidad de volumen es decir pulgada cubica y tiene que ser multiplicada por el factor de volumen determinado con la ecuación anterior.

3.10.3 TECHO FLOTANTE CONSIDERADO COMO VOLUMEN MUERTO.

El volumen muerto resultante del peso del techo flotante se tiene que determinar en la zona critica. Esta zona se la puede observar en la Figura 2.13. El volumen a

considerar es el comprendido entre las posiciones A y B de la figura. El volumen muerto tiene que incluir la forma interna del techo flotante.

Medidas:

Pontón = 8 in de diámetro, Peso del techo flotante = 4900 lb, Gravedad Específica 60 ° API equivalente a 6.151 lb/galones.

Nota: Debido al diseño de los pontones el techo deberá flotar en un medio (1/2) del diámetro pontón.

Desplazamiento por peso del techo:

$$4900 \text{ lbs} * \frac{1}{6.151} \frac{\text{galones}}{\text{lbs}} * \frac{1 \text{ barril}}{42 \text{ galones}} = 18.9671 \text{ barriles}$$

Propagación:

$$\frac{18.9671 \text{ barriles}}{(4 \text{ in})^2} = 1.1854438 \text{ barriles}$$

El incremento en barriles por pulgada se determina con la diferencia de los cuadrados de cada pulgada multiplicada por el factor de propagación:

TABLA 3.3 VOLUMEN MUERTO POR TECHO FLOTANTE.

De	Hasta	Diferencia en alturas Propagación	Incremento: Barriles / in
3'-6 ¼"	3'-7 ¼"	$1^2 = 1$	-1.1854
3'-7 ¼"	3'-8 ¼"	$2^2 - 1^2 = 3$	-3.5563
3'-8 ¼"	3'-9 ¼"	$3^2 - 2^2 = 5$	-5.9272
3'-9 ¼"	3'-10 ¼"	$4^2 - 3^2 = 7$	-8.2982

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Todos estos incrementos son negativos ya que serán restados del valor de volumen por pulgada del anillo que corresponda la altura a la cual se encuentre la zona crítica.

Finalmente se tabulará en la siguiente tabla todos los valores obtenidos por pulgada de volumen muerto. Para después vincular este Volumen muerto total por pulgada al valor obtenido en los incrementos por cada anillo al que corresponda.

TABLA 3.4 VOLUMEN MUERTO TOTAL.

Altura de la tabla De Hasta		Volumen Estructural Bls / in	Fondo Bls / in	Techo Bls / in	Volumen Muerto Total Bls / in
0'-0''	0'-1''	($\pm X$)	- Y	- Z	$\sum X + Y + Z$
0'-1''	0'-10''	($\pm X$)	- Y	- Z	$\sum X + Y + Z$

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

3.11 DESARROLLO DE LA TABLA DE AFORO APLICANDO HOJA DE CÁLCULO DESARROLLADA EN ESTE ESTUDIO.

La hoja de cálculo realizada por los autores de este estudio esta basada en el MPMS (MANUAL ESTANDAR DE MANEJO DEL PETRÓLEO API), Sección 2.2A. Todas las ecuaciones necesarias para la realización de la hoja de cálculo fueron extraídas de este manual y fueron explicadas anteriormente en el desarrollo de este capítulo, se considero todas la especificaciones y procedimientos necesarios para la determinación de la tabla de aforo recomendadas en este manual.

Las mediciones verticales, horizontales, tipo de fondo, volumen muerto y alturas de placa se realizaron con instrumentos calibrados con sus respectivos certificados de inspección de empresas inspectoras calificadas. Se podrán revisar en el **Anexo 2**.

La hoja de cálculo esta dividida en cuatro secciones.

- Recopilación de datos.
- Correcciones y volumen incremental.
- Volumen muerto.
- Tabla de aforo del tanque.

3.11.1 RECOPIACIÓN DE DATOS.

Esta es la primera hoja del documento que permitirá el desarrollo de la tabla de aforo que permitirá la calibración del tanque. La Figura 3.1 muestra todos los datos necesarios para el desarrollo de la tabla de aforo.

- La sección de información general será llenada con todos los datos referentes a la identificación del tanque, además de las características del tanque como: tipo de tanque, tipo de Techo, unidades en las cuales se va a presentar el incremento en cada anillo.
- La sección de mediciones verticales será llenada con la información recopilada con los instrumentos de medición. Es importante revisar la Figura 2.12 y 2.13 para tener una mejor perspectiva de la altura tanto interna como externa dependiendo del tipo de tanque.
- La sección de propiedades de fluido será llenada con todos los datos necesarios para determinar y caracterizar el fluido que se va a almacenar se tiene almacenada en el tanque a calibrar. Es importante establecer con exactitud las temperaturas solicitadas y trabajarlas bajo las unidades solicitadas en la hoja de cálculo.
- Finalmente para completar el encabezado se solicitarán los datos necesarios para caracterizar el tipo de fondo que tiene el tanque. Es importante especificar si cuenta con una placa de aforo.

FIGURA 3.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL TANQUE.

INFORMACIÓN GENERAL:							
# Tanque:	1	Tipo de Tanque:	VERTICAL SOLDADO				
Operadora:	NA	Tipo de Techo:	FIJO				
Locación:	NA	D Nominal Tanque [ft] =	46,40				
Fabricado por:	NA	Incremento [in]:	IN				
Numero de copias:	NA						
MEDICIONES VERTICALES:		PROPIEDADES FLUIDO					
Altura total Carcasa [ft]:	30,089	Fluido Almacenado:	CRUDO				
Alt. Punto Calibración [ft]:	31,135	Temperatura Fluido [°F] :	98,1				
Altura Total Externa [ft]:	NA	Gravedad API :	28				
Altura Max. llenado [ft]:		Gravedad Especifica:	0,887				
		Temperatura Pared [°F] :	95				
		Temperatura Ambiente [°F]:	88,3				
		a T [°F] :	60				
		Temperatura Interna [°F]:	98,1				
FONDO DE TANQUE:							
Tipo de fondo:	Cónico hacia arriba						
Altura del cono [in]:	3,031						
Altura placa de aforo [in]:	1,102						
DATOS CALIBRACIÓN MASTER TAPE.							
Estos datos tendrán que ser obtenidos del reporte de calibración de la cinta maestra.							
Condiciones Calibración:	T [°F] =	68	P [psi] = 14.7				
Tensión	Intervalo	Longitud	Incertidumbre				
[lbs]	[ft]	[ft]	[ft]				
10	0 - 50	50,00190	0,0005				
20	0 - 100	100,0026	0,001				
30	0 - 100	100,021	0,001				
DATOS DE CAMPO CINTA MAESTRA Y CINTA DE TRABAJO							
Operación	Longitud [ft]	Tensión [lbs]					
Medida con la cinta maestra:	156,0797	10					
Medida de los diferentes anillos del tanque:							
A [ft]:	156,0797	D [ft]:	156,0748				
B [ft]:	156,0748	E [ft]:	156,0748				
C [ft]:	156,0315	F [ft]:	NA				
		G [ft]:	NA				
		H [ft]:	NA				
		J [ft]:	NA				
DESCRIPCIÓN PLACAS DE LA CARCAZA (ANILLOS)							
Número Anillo	Espesor [in]	Junta Vertical	Set, In or Out	Ancho de Lap ó Strap [in]	Espesor de Lap ó Strap (t)	Número de Juntas	Altura del Anillo Interno [ft]
1	0,2520	NA	NA	0	0	0	6,959
2	0,2500	NA	NA	0	0	0	6,686
3	0,2500	NA	NA	0	0	0	6,929
4	0,2500	NA	NA	0	0	0	5,814
5	0,2500	NA	NA	0	0	0	3,701

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

- Las secciones de calibración serán datos necesarios para realizar las correcciones de las mediciones horizontales las mismas que dependerán de la tensión que se aplique a la cinta de trabajo. Estos datos serán encontrados en los reportes de calibración de la cinta de trabajo. En el Anexo 2 se puede observar el informe de calibración emitido por una empresa certificada para la calibración.

- Las diferentes medidas de la circunferencia externa de los anillos deberá ser llenada en el cuadro medidas de anillos. Comenzando desde A como la medición del anillo inferior hasta la letra que corresponda al ultimo anillo superior.
- En la parte inferior de la hoja de cálculo esta el cuadro descripción de las placas. El cual deberá ser llenado por todas las características de las planchas de las cuales esta construidos los anillos del tanque (Carcaza).
- Finalmente encontramos al final de la hoja de cálculo encontramos el cuadro en el cual tendrá que ser llenado con los datos de los accesorios que tiene el tanque. La Figura 3.2 muestra los datos del tanque que se esta calibrando en este estudio.

FIGURA 3.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS ACCESORIOS DEL TANQUE.

VOLUMEN MUERTO (DEADWOOD)								
NOTA: Se considerará el volumen de cada elemento en el interior del tanque, ya sea que este volumen añada o disminuya al volumen almacenado.								
Descripción	Cantidad	Dimensiones Elementos			De		Hasta	
		D [in]	Espesor [in]	Area [in^2]	[ft]	[in]	[ft]	[in]
MAN HOLE DE LIMPIEZA	1	35,236	6,69	975,131	0	3 1/2	3	0
MAN HOLE	1	23,031	7,09	416,596	1	6 1/2	3	5 1/2
TUBERIA CON VALVULA	2	2	5,91	3,142	4	0	4	2
TUBERIA CON VALVULA	1	4	6,50	12,566	1	9 2/3	2	1 2/3
TUBERIA CON VALVULA	1	4	6,50	12,566	0	6 2/7	0	10 2/7
TUBERIA CON VALVULA	1	12	11,42	113,097	1	5 5/7	2	5 5/7
TUBERIA CON VALVULA	1	16	15,35	201,062	1	4 1/2	2	8 1/2
TUBERIA CON VALVULA	1	10	12,20	78,540	17	6 1/4	18	4 1/8
TUBERIA CON VALVULA	1	2	5,91	3,142	10	10	10	12
TUBERIA CON VALVULA	1	12	17,32	113,097	1	5	2	5
TUBERIA CON VALVULA	1	12	16,14	113,097	9	5	10	5
TUBERIA CON VALVULA	1	10	12,20	78,540	2	3 1/6	3	1 1/6
TUBERIA CON VALVULA	1	2	16,34	3,142	1	4 1/2	1	6 1/2
TUBERIA CON VALVULA	1	4	7,48	12,566	2	2/5	2	4 2/5
TUBERIA CON VALVULA	1	4	6,69	12,566	0	9 4/9	1	1 4/9
TUBERIA CON VALVULA	1	10	12,20	78,540	26	7 2/3	27	5 4/7
COLUMNA CENTRAL	1	6	361,06	28,274	0	0	30	1
* SUMIDEROS	2	46,85	24,80	1723,888	0	0	0	0

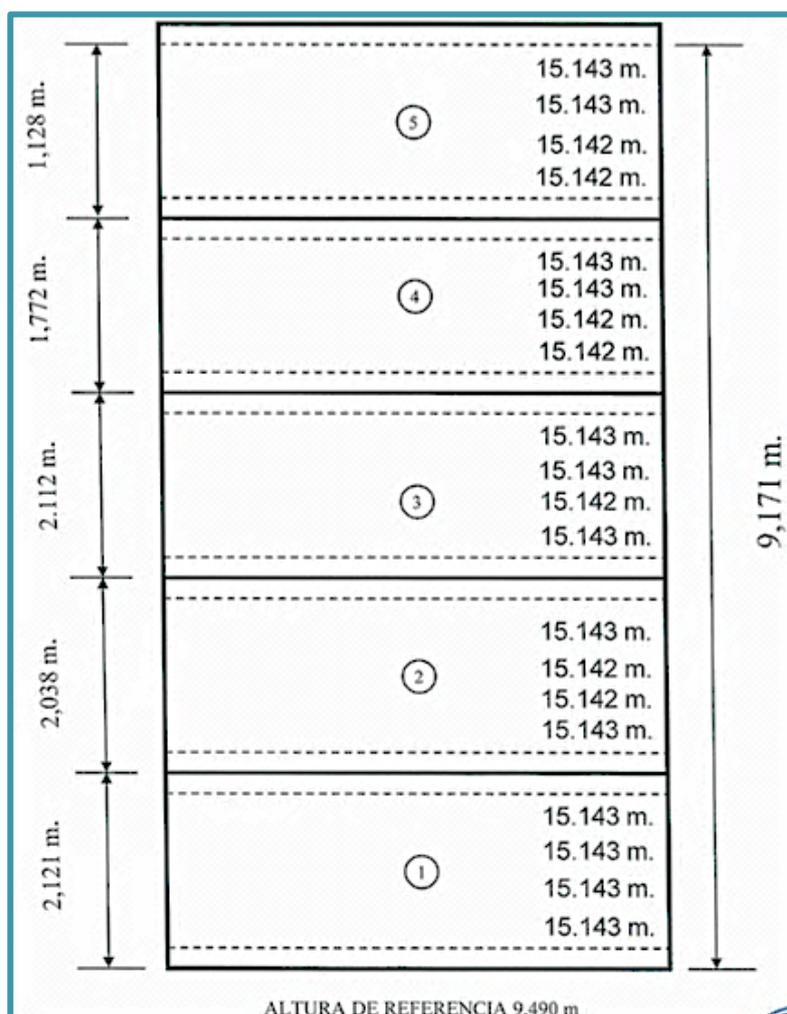
Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Este archivo de Excel puede calcular tablas de aforo para tanque verticales atmosféricos con techo flotante o con techo fijo. Pero es necesario especificar para proceder con el cálculo y tomar en consideración la presencia del mismo.

3.11.1.1 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL TANQUE BAJO CALIBRACIÓN.

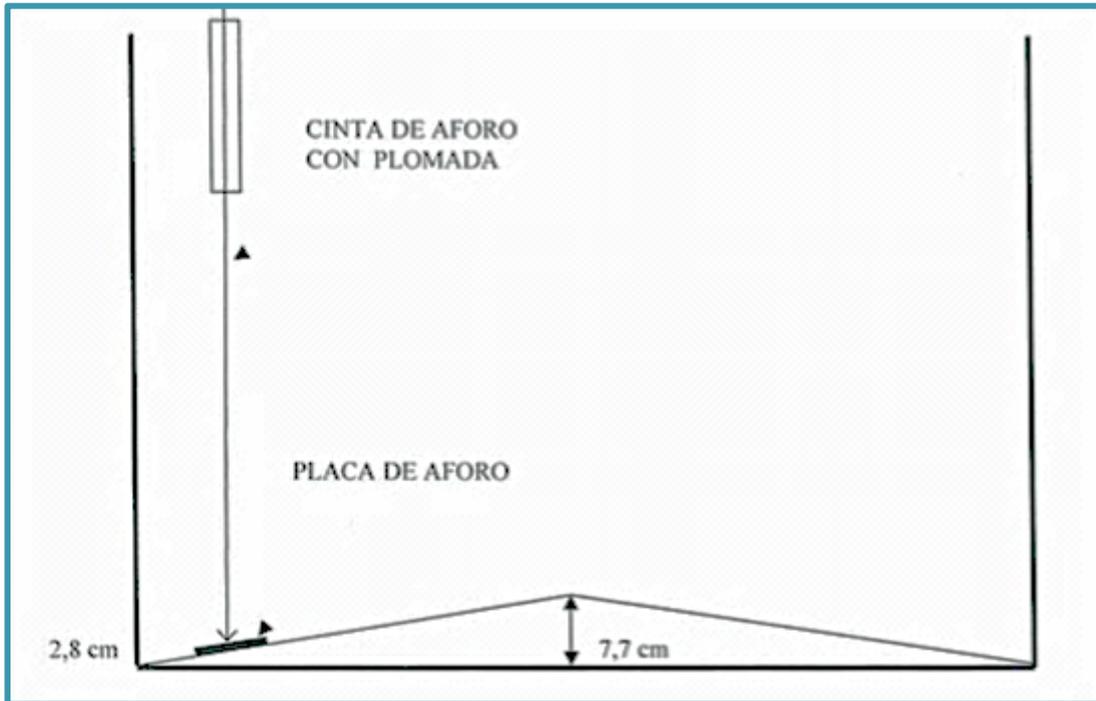
Según la Figura 3.1 el tanque a calibrar es de tipo atmosférico de techo fijo en mismo que va a ser destinado para el almacenamiento de crudo con un grado API de 28. Este tanque cuenta con cinco anillos los mismos que son soldados y tiene una altura de 9,171 m. En la Figura 3.3 se puede observar la configuración de la carcasa del tanque y las diferentes mediciones verticales del mismo. Además se puede destacar que este tanque no tiene restricciones en las paredes exteriores por lo tanto no será necesario la corrección en las medidas de cada anillo ya que la cinta se ha encontrado totalmente en contacto durante la medición.

FIGURA 3.3 CONFIGURACIÓN DE LA CARCASA DEL TANQUE.



Fuente: Petroamazonas Ep
Elaborado: Veripet Cía. Ltda.

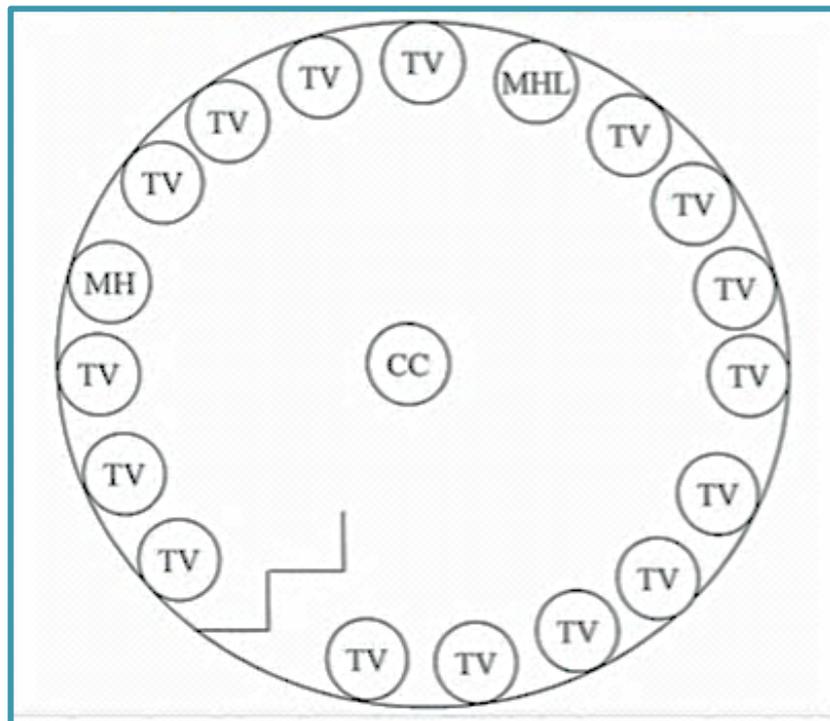
FIGURA 3.4 ESQUEMA DEL FONDO DEL TANQUE.



Fuente: Petroamazonas Ep

Elaborado: Veripet Cía. Ltda.

FIGURA 3.5 DISPOSICIÓN DE LOS ACCESORIOS.



Fuente: Petroamazonas Ep

Elaborado: Veripet Cía. Ltda.

En la Figura 3.4 se muestra el tipo de fondo del tanque el mismo que es cónico hacia arriba con su respectiva altura, también se puede observar la placa de aforo con su altura y el tipo de cinta utilizada para medir la altura a la cual se encuentra el líquido almacenado.

La Figura 3.5 es un esquema que permite la visualización de los accesorios que tenemos dentro del tanque. Las siglas tienen el siguiente significado.

- TV, Tubería.
- MH, Man Hole.
- MHL, Man Hole Limpieza.
- CC, Columna Central.

3.11.2 CORRECCIONES A LAS MEDIDAS REALIZADAS EN CAMPO Y CÁLCULO DEL VOLUMEN INCREMENTAL.

Esta es la segunda hoja de Excel en la cual se realizarán las correcciones a las mediciones realizadas en campo todas estas correcciones son necesarias para determinar el valor real de las mismas y determinar la circunferencia interna de cada anillo.

La hoja de cálculo realiza correcciones por:

- Cinta de trabajo, esta corrección dependerá del certificado de calibración y es necesaria ya que la cinta medirá un valor dependiendo de la tensión que se aplica a la cinta de trabajo.
- Corrección por temperatura, esta corrección permitirá llevar el valor medido de las mediciones horizontales a condiciones estándar.
- Corrección por obstrucciones en la superficie externa del tanque, considera todos los obstáculos que no permitan que la cinta de trabajo esté en contacto con la superficie del tanque.

- Corrección por expansión y contracción debido a la carga del líquido almacenado, esta corrección considera el nivel de líquido y su efecto sobre las paredes del tanque.

3.11.2.1 ANÁLISIS DE LAS CORRECCIONES A REALIZAR EN EL TANQUE BAJO CALIBRACIÓN.

En el Anexo 2 se muestra todos las correcciones realizadas a las mediciones de campo lo que permitirá la determinación de la circunferencia interna de cada anillo corregidas por la cinta de trabajo y por temperatura. El valor determinado a restar por estas dos correcciones es 0,004058283.

Las correcciones por presencia de obstáculos como tapa juntas o juntas en solape no se presentan en la superficie externa de este tanque por lo que esta corrección no es necesaria.

Finalmente correcciones por expansión y contracción debido a la carga de líquido se realizaran a las mediciones de circunferencia de cada anillo.

El Anexo 2 muestra todas las formulas y el procedimiento realizado para la determinación del sumario de correcciones (Tabla 3.5) realizadas a la medida de circunferencia externa para obtener la circunferencia interna corregida.

TABLA 3.5 SUMARIO DE CORRECCIONES DE CIRCUNFERENCIA EXTERNA A CIRCUNFERENCIA INTERNA.

Número de Anillo	Circunferencia Medida [ft]	Corrección Master Tape [ft]	Corrección por Elevación de Cinta [ft]	Corrección por Contracción [ft]	Corrección por Espesor de Placa [ft]	Corrección por Expansión [ft]
1	156,0797	0,004058283	0	0,022454868	0,0000	0,004605962
2	156,0748	0,004058283	0	0,017398493	0,0000	0,004460682
3	156,0315	0,004058283	0	0,012362391	0,0000	0,004620537
4	156,0748	0,004058283	0	0,007157227	0,0000	0,003879421
5	156,0748	0,004058283	0	0,002783909	0,0000	0,00246965

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

La corrección por espesor de placa no se realizó ya que los datos de circunferencia de cada anillo para este tanque son las mediciones internas por lo tanto no es necesario restar este valor para determinar el valor real de la circunferencia interna de cada anillo.

La Tabla 3.6 muestra el valor de la circunferencia interna corregida y el valor medido. El valor de la circunferencia interna corregida será el utilizado para seguir con el cálculo del incremental volumétrico de cada anillo.

TABLA 3.6 CIRCUNFERENCIA INTERNA CORREGIDA.

Número de Anillo	Circunferencia Medida [ft]	Circunferencia Interna Corregida [ft]
1	156,0797	156,0578
2	156,0748	156,0578
3	156,0315	156,0197
4	156,0748	156,0675
5	156,0748	156,0704

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

La Tabla 3.7 contiene el volumen incremental por cada anillo este incremental nos permitirá conocer el volumen de fluido que se almacena en el tanque a una fracción de una pulgada. Ha este valor es necesario restarle el volumen muerto procedente de los diferentes accesorios que posee el tanque en su interior. Este cálculo será realizado en la siguiente hoja de cálculo.

TABLA 3.7 VOLUMEN INCREMENTAL DE CADA ANILLO.

Número de Anillo	r [in]	Área [in ²]	Volumen Incremental [barriles/in]
1	298,0484	279076,6805	28,7648609
2	298,0485	279076,7201	28,76486499
3	297,9757	278940,4546	28,75081989
4	298,0669	279111,271	28,7684262
5	298,0726	279121,8711	28,76951877

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

3.11.3 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN MUERTO CORRESPONDIENTE A CADA ACCESORIO EN EL TANQUE.

La tercera hoja de cálculo permite realizar el cálculo del volumen muerto correspondiente a cada accesorio que se encuentre dentro del tanque o accesorios que se encuentren en la pared del tanque lo cual afecta la capacidad por pulgada de cada anillo.

Esta hoja de cálculo esta dividida en tres secciones que representan volumen muerto dentro del tanque. Estas secciones son:

- Volumen muerto estructural, este volumen es el resultado de los accesorios que se encuentran dentro del tanque, se tiene que considerar la forma del accesorio, la altura del borde inferior y la altura del borde superior para determinar el volumen por pulgada que representa. Además es importante especificar si suma o resta volumen al incremental del anillo.
- Volumen muerto debido a la forma del fondo del tanque, este volumen dependerá de la forma que tenga el fondo del tanque. Si el fondo es plano no se realizara ninguna corrección.
- La forma del techo del tanque también puede ser considerado como volumen muerto si la forma es techo flotante. La consideración del mismo se explica con mayor énfasis en el Capítulo 2 de este estudio.

3.11.3.1 ANÁLISIS DEL VOLUMEN MUERTO QUE TIENE EL TANQUE BAJO CALIBRACIÓN.

El tanque al cual se esta realizando la tabla de aforo tiene 21 accesorios internos los cuales fueron descritos con sus respectivas medidas anteriormente en la Figura 3.2. A partir de estos datos se determina el volumen incremental por pulgada que representa cada uno de ellos. Los valores obtenidos se tabularan en la Tabla 3.8.

TABLA 3.8 INCREMENTAL DE VOLUMEN MUERTO DE CADA ACCESORIO EN EL TANQUE.

Desde [in]	Hasta [in]	Descripción	Volumen Incremental
3,50	36,00	MAN HOLE DE LIMPIEZA	0,020698251
18,50	41,54	MAN HOLE	0,013212354
48,03	50,03	TUBERIA CON VALVULA	0,001912256
21,65	25,65	TUBERIA CON VALVULA	0,002104008
6,30	10,30	TUBERIA CON VALVULA	0,002103482
17,72	29,72	TUBERIA CON VALVULA	0,011092012
16,54	32,54	TUBERIA CON VALVULA	0,019888711
210,24	220,12	TUBERIA CON VALVULA	0,009998373
129,92	131,92	TUBERIA CON VALVULA	0,000956607
16,93	28,93	TUBERIA CON VALVULA	0,016828699
112,99	124,99	TUBERIA CON VALVULA	0,015680503
27,17	37,17	TUBERIA CON VALVULA	0,00988098
16,54	18,54	TUBERIA CON VALVULA	0,002646611
24,41	28,41	TUBERIA CON VALVULA	0,002422192
9,45	13,45	TUBERIA CON VALVULA	0,002167224
319,69	329,57	TUBERIA CON VALVULA	0,009997968
0,00	361,06	COLUMNA CENTRAL	0,002914287
0,00	0,00	* SUMIDEROS	8,813115829

* El volumen de sumideros se sumará y esta a nivel del fondo del tanque.

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

En la Tabla 3.8 los las casillas pintadas de verde corresponde a valores que serán sumados al volumen de fluido almacenado en el tanque mientras que las casillas pintadas de rojo serán valores a restar al volumen almacenado.

La forma del tanque es cónico hacia arriba lo cual representa un volumen muerto para este tanque. En la hoja de cálculo es necesario conocer la altura del cono para determinar el incremental volumétrico por pulgada que representa este cono.

En el Anexo 3 se muestra como calcular el volumen muerto que representa el fondo del tanque. Los resultados se tabularán en la Tabla 3.9.

TABLA 3.9 INCREMENTAL DE VOLUMEN MUERTO POR FORMA DEL FONDO DE TANQUE

Altura Tanque		Altura de Propagación			Factor Volumétrico * Volumen de propagación [barriles /in]
De [in]	Hasta [in]	h final	h inicial	hf ³ -hi ³	
0' - 0"	0' - 1"	3,5	2,5	27,25	28,44039719
0' - 1"	0' - 2"	2,5	1,5	12,25	12,78513268
0' - 2"	0' - 3"	1,5	0,5	3,25	3,391973977
0' - 3"	0' - 3 1/2"	0,5	0	0,125	0,130460538
Total Volumen Muerto por forma de Fondo [barriles] =					44,74796439

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

El tipo de techo puede ser considerado como volumen muerto y la hoja de cálculo también realiza esta consideración. Pero el tanque de este estudio tiene techo fijo por lo tanto no se determinara el volumen muerto debido a la forma del techo del tanque.

Todos los cálculos para la determinación de los diferentes volúmenes muertos y la sumatoria de cada uno estarán explicados y tabulados en el Anexo 3.

3.11.4 TABLA DE AFORO PARA EL TANQUE 1 PERTENECIENTE A LA ESTACIÓN DE ALMACENAMIENTO X.

Este estudio presenta la siguiente tabla de aforo para el tanque 1, perteneciente a la estación de almacenamiento X. Esta tabla de aforo permitirá la calibración del tanque.

Los valores de incremental están dados en barriles por cada pulgada de líquido almacenado, no presenta valores de fracciones de pulgada pero si es necesario la determinación de volumen entre pulgadas se puede interpolar para obtener el valor buscado.

Las casillas pintadas de rojo representa el cambio de anillo, es necesario conocer estos cambios para poder realizar las interpolaciones dentro de los rangos que corresponda.

TABLA 3.10 TABLA DE CALIBRACIÓN - TANQUE 1 TECHO FIJO - ESTACIÓN DE ALMACENAMIENTO X

CAPACIDADES DE TABLA DADOS EN BARRILES DE 42 GALONES

ALTURA MÁXIMA DE LLENADO DEBIDO A DESBORDAMIENTO: NA

ALTURA DE CALIBRACIÓN: 9,940 [m]

[ft]	[in]	[Barriles]															
0	0	8,81	6	6	2036,42	12	12	4107,47	18	18	6177,66	24	24	8248,26	30	30	10319,53
	1	9,13		1	2065,18		1	4136,23		1	6206,41		1	8277,02		1	10348,30
	2	25,11		2	2093,94		2	4164,99		2	6235,17		2	8305,79		2	
	3	50,48		3	2122,70		3	4193,76		3	6263,93		3	8334,55		3	
	4	79,13		4	2151,47		4	4222,52		4	6292,68		4	8363,32		4	
	5	107,92		5	2180,23		5	4251,28		5	6321,42		5	8392,08		5	
	6	136,70		6	2208,99		6	4280,04		6	6350,17		6	8420,85		6	
	7	165,49		7	2237,75		7	4308,80		7	6378,92		7	8449,61		7	
	8	194,27		8	2266,51		8	4337,56		8	6407,67		8	8478,38		8	
	9	223,06		9	2295,28		9	4366,33		9	6436,42		9	8507,15		9	
	10	251,85		10	2324,04		10	4395,09		10	6465,16		10	8535,91		10	
	11	280,63		11	2352,80		11	4423,85		11	6493,91		11	8564,68		11	
	1	309,42		7	2381,56		13	4452,61		19	6522,66		25	8593,44		31	
1	1	338,20	7	1	2410,32	13	1	4481,37	19	1	6551,41	25	1	8622,21	31	1	1
	2	366,99		2	2439,09		2	4510,14		2	6580,16		2	8650,97		2	2
	3	395,77		3	2467,85		3	4538,90		3	6608,90		3	8679,74		3	3
	4	424,55		4	2496,61		4	4567,66		4	6637,65		4	8708,50		4	4
	5	453,36		5	2525,37		5	4596,42		5	6666,40		5	8737,27		5	5
	6	482,19		6	2554,13		6	4625,18		6	6695,15		6	8766,04		6	6
	7	511,01		7	2582,90		7	4653,95		7	6723,90		7	8794,80		7	7

	8	539,84		8	2611,66		8	4682,69		8	6752,64		8	8823,57		8	
	9	568,67		9	2640,42		9	4711,44		9	6781,39		9	8852,33		9	
	10	597,50		10	2669,18		10	4740,19		10	6810,14		10	8881,10		10	
	11	626,32		11	2697,94		11	4768,94		11	6838,89		11	8909,86		11	
	2	655,15		8	2726,71		14	4797,69		20	6867,63		26	8938,63		32	
2	1	683,98	8	1	2755,47	14	1	4826,43	20	1	6896,38	26	1	8967,39	32	1	
	2	712,81		2	2784,23		2	4855,18		2	6925,13		2	8996,16		2	
	3	741,64		3	2812,99		3	4883,93		3	6953,88		3	9024,93		3	
	4	770,48		4	2841,75		4	4912,68		4	6982,63		4	9053,69		4	
	5	799,31		5	2870,52		5	4941,43		5	7011,37		5	9082,46		5	
	6	828,12		6	2899,28		6	4970,17		6	7040,12		6	9111,23		6	
	7	856,92		7	2928,04		7	4998,92		7	7068,87		7	9140,01		7	
	8	885,73		8	2956,80		8	5027,67		8	7097,64		8	9168,79		8	
	9	914,54		9	2985,56		9	5056,42		9	7126,40		9	9197,56		9	
	10	943,34		10	3014,32		10	5085,16		10	7155,17		10	9226,34		10	
	11	972,15		11	3043,09		11	5113,91		11	7183,93		11	9255,12		11	
	3	1000,93		9	3071,85		15	5142,66		21	7212,70		27	9283,89		33	
3	1	1029,71	9	1	3100,61	15	1	5171,41	21	1	7241,46	27	1	9312,67	33	1	
	2	1058,48		2	3129,37		2	5200,16		2	7270,23		2	9341,45		2	
	3	1087,26		3	3158,13		3	5228,90		3	7298,99		3	9370,22		3	
	4	1116,03		4	3186,90		4	5257,65		4	7327,76		4	9399,00		4	
	5	1144,79		5	3215,67		5	5286,40		5	7356,53		5	9427,77		5	
	6	1173,56		6	3244,45		6	5315,15		6	7385,29		6	9456,53		6	
	7	1202,32		7	3273,23		7	5343,90		7	7414,06		7	9485,30		7	
	8	1231,08		8	3302,01		8	5372,64		8	7442,82		8	9514,07		8	
	9	1259,84		9	3330,78		9	5401,39		9	7471,59		9	9542,83		9	
	10	1288,60		10	3359,56		10	5430,14		10	7500,35		10	9571,60		10	
	11	1317,37		11	3388,34		11	5458,89		11	7529,12		11	9600,36		11	

	4	1346,13		10	3417,12		16	5487,64		22	7557,88		28	9629,13		34	
4	1	1374,89	10	1	3445,90	16	1	5516,38	22	1	7586,65	28	1	9657,90	34	1	
	2	1403,66		2	3474,67		2	5545,13		2	7615,42		2	9686,66		2	
	3	1432,42		3	3503,45		3	5573,88		3	7644,18		3	9715,43		3	
	4	1461,18		4	3532,23		4	5602,63		4	7672,95		4	9744,20		4	
	5	1489,94		5	3560,99		5	5631,38		5	7701,71		5	9772,96		5	
	6	1518,70		6	3589,75		6	5660,12		6	7730,48		6	9801,73		6	
	7	1547,47		7	3618,51		7	5688,87		7	7759,24		7	9830,50		7	
	8	1576,23		8	3647,28		8	5717,62		8	7788,01		8	9859,26		8	
	9	1604,99		9	3676,04		9	5746,37		9	7816,77		9	9888,03		9	
	10	1633,75		10	3704,80		10	5775,11		10	7845,54		10	9916,80		10	
	11	1662,51		11	3733,56		11	5803,86		11	7874,30		11	9945,56		11	
	5	1691,28		11	3762,33		17	5832,61		23	7903,07		29	9974,33		35	
5	1	1720,04	11	1	3791,09	17	1	5861,36	23	1	7931,84	29	1	10003,10	35	1	
	2	1748,80		2	3819,85		2	5890,11		2	7960,60		2	10031,86		2	
	3	1777,56		3	3848,61		3	5918,85		3	7989,37		3	10060,63		3	
	4	1806,32		4	3877,37		4	5947,60		4	8018,13		4	10089,40		4	
	5	1835,09		5	3906,14		5	5976,35		5	8046,90		5	10118,16		5	
	6	1863,85		6	3934,90		6	6005,11		6	8075,66		6	10146,93		6	
	7	1892,61		7	3963,66		7	6033,87		7	8104,43		7	10175,70		7	
	8	1921,37		8	3992,42		8	6062,62		8	8133,19		8	10204,46		8	
	9	1950,13		9	4021,18		9	6091,38		9	8161,96		9	10233,23		9	
	10	1978,89		10	4049,95		10	6120,14		10	8190,73		10	10262,00		10	
	11	2007,66		11	4078,71		11	6148,90		11	8219,49		11	10290,76		11	

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

3.12 CÁLCULO DE CANTIDADES ESTÁTICAS DE PETRÓLEO

Para la medición estática de volúmenes de hidrocarburo en la transferencia de custodia de hidrocarburos. Se tiene como referencia el manual API MPMS – Capitulo 12 – Sección 1 – Calculation Of Static Petroleum Quantities. Norma que proporciona una secuencia a seguir para el cálculo de volúmenes estáticos, redondeo de cifras. Todo esto con el objetivo de llegar a cantidades calculadas similares. Sean estas calculadas por la operadora o por la empresa que entrega el volumen de Hidrocarburo.

Esta sección establecerá un procedimiento para el cálculo de volúmenes de hidrocarburos almacenados en tanques verticales atmosféricos. Las consideraciones que se van hacer en esta sección son aplicables también para tanques cilíndricos como para los buques tanqueros marítimos de transporte.

También se establecerán ecuaciones que permitan el cálculo de algunos factores de corrección como:

- **CSW**, corrección por sedimentos y agua.
- **CTL**, corrección por temperatura del líquido.
- **CTSh**, corrección considerando tanto la temperatura del líquido como la de carcaza del tanque.

Es importante considerar la utilización de misma información referente a: Tablas de aforo, niveles de líquido, temperatura, etc. Por todas las partes que estarán realizando el cálculo de la cantidad de volumen almacenado.

Todas las mediciones realizadas tienen que ser registradas en documentos de registro de mediciones los mismos que no deben tener errores y tienen que ser legibles. En caso que uno de estos documentos presente correcciones se tiene que hacer uno nuevo y anexar el documento anterior.

3.12.1 REGLAS DE APROXIMACIÓN PARA REDONDEO DE CIFRAS

3.12.1.1 Redondeo de números positivos

Cuando un número positivo debe redondearse a una cantidad determinada de cifras decimales, el proceso de redondeo debe realizarse de acuerdo a las siguientes reglas:

1. Cuando la cifra después del último lugar a redondear es menor que 5, entonces la cifra del último lugar a mantenerse se conserva igual.

Ejemplo: redondear a cuatro (4) cifras decimales.

- 0,74163 se redondea a 0,7416
- 1,09544 se redondea a 1,0954

2. Cuando la cifra después del último lugar a redondear es mayor o igual que 5, entonces la cifra del último lugar a mantenerse se incrementa en uno.

Ejemplo: redondear a cuatro (4) cifras decimales

- 0,99997 se redondea a 1,0000
- 1,57846 se redondea a 1,5785

3. Cuando la cifra en el último dígito a mantenerse deba redondearse a múltiplos de 5 se aplica el siguiente criterio: sí el dígito a redondearse es de 0 a 2 se redondea hacia abajo hasta el próximo número múltiplo de 5, de 3 a 7 se redondea a 5, y sí es 8 ó 9, se redondea hasta el próximo número múltiplo de 5.

Ejemplo: redondear temperatura en grados Celsius a (2) cifras decimales múltiplos de 5.

- El rango 20,98 °C a 21,02 °C se debe redondear a 21,00 °C.
- El rango 21,03 °C a 21,07 °C se debe redondear a 21,05 °C.
- El rango 20,08 °C a 21,12 °C se debe redondear a 21,10 °C.

3.12.1.2 Redondeo de números negativos

Cuando se redondean números negativos a una cantidad determinada de cifras decimales, el proceso de redondeo debe realizarse de acuerdo a las siguientes reglas:

1. Cuando la cifra después del último lugar a redondear es sea 5 o menor, entonces la cifra del último lugar a mantenerse se conserva igual.

Ejemplo: redondear a dos (2) cifras decimales.

- -0,74163 se redondea a -0,74
- -10,094 se redondea a -10,09

2. Cuando la cifra después del último lugar a redondear es 6 ó mayor, entonces la cifra del último lugar a mantenerse se incrementa en uno.

Ejemplo: redondear temperaturas en °F

- El rango -20,26 °F a -20,35 °F debería redondearse a -20,3 °F
- -10,57846 °F se redondea a -10,6 °F.

3. Cuando la cifra en el último dígito a mantenerse debe redondearse a múltiplos de 5 se aplica el siguiente criterio: sí el dígito a redondearse es de 8 ó 9 se redondea hacia abajo hasta el próximo número múltiplo de 5, de 3 a 7 se redondea a 5, y sí es de 0 a 2, se redondea hacia arriba hasta el próximo número múltiplo de 5.

Ejemplo: redondear temperatura en grados Celsius a (2) cifras decimales múltiplos de cinco.

- El rango -20,98 °C a -21,02 °C se debe redondear a -21,00 °C.
- El rango -21,03 °C a -21,07 °C se debe redondear a -21,05 °C.
- El rango -20,08 °C a -21,12 °C se debe redondear a -21,10 °C.

3.12.2 DATOS DE ENTRADA O PRIMARIOS (DIRECTOS).

En la Tabla 3.5 ,se tendrá todos los datos necesarios para seguir con cálculos subsiguientes. Todos estos datos fueron obtenidos mediante procedimientos explicados anteriormente en la sección de obtención de datos de este capítulo.

TABLA 3.11 DATOS PRIMARIOS O DIRECTOS.

Tanques Atmosféricos
Altura de referencia registrada *
Altura de referencia observada *
Aforo (sondeo), aforo de vacío del nivel de líquido
Aforo (sondeo) o aforo de vacío del nivel agua libre
Temperatura promedio del tanque °F o °C
Densidad observada @ temperatura del tanque
Porcentaje de agua y sedimento
Temperatura ambiental

*Estos datos tienen un impacto directo en el proceso de cálculo; y generalmente son registrados en ese momento.

Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2 A.
Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

3.12.3 DATOS CALCULADOS O SECUNDARIOS (INDIRECTOS).

En la Tabla 3.6, se presentan los datos que serán calculados en base a los datos obtenidos en la tabla anterior. Todos estas variables serán calculadas en esta sección considerando.

TABLA 3.12 DATOS SECUNDARIOS E INDIRECTOS.

Tanques Atmosféricos
Densidad @ temperatura estándar
Corrección por techo flotante
Corrección por temperatura de la pared del tanque
Volumen total observado
Volumen de agua libre
Volumen bruto observado
Corrección por temperatura del líquido (CTL)

Volumen bruto estándar
Agua y sedimento (factor o volumen)
Volumen neto estándar
Factor de conversión de peso
Masa aparente (peso en aire)
Masa (peso en vacío)

Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2 A.
Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

En esta sección se explicara que consideraciones se tendrá que tomar para el cálculo de cada variable expuesta en la tabla anterior considerando la norma API (MPMS) Sección 12.

3.12.3.1 Cálculo del volumen bruto observado (GOV).

El volumen bruto observado o GOV por sus siglas en ingles. Esta constituido por la sumatoria de los volúmenes de: Petróleo líquido, sedimentos y agua. Excluyendo el agua libre. Estas medidas son a temperatura observada.

Para determinar el GOV es necesario utilizar la siguiente ecuación:

$$GOV = [(TOV - (FW)) \times CTSh] \pm FRA \quad (3.9)$$

Donde:

TOV = Volumen total observado.

FW = Agua libre.

CTSh = Corrección por temperatura de la carcasa.

FRA = Ajuste por techo flotante (Aplicar cuando corresponda).

3.12.3.2 Volumen total observado.

Este volumen es obtenido de la tabla de calibración del tanque, la misma que considera el volumen almacenado sin que haya discriminación: petróleo líquido, sedimentos, agua, agua libre.

3.12.3.3 Ajuste por agua libre (FW) y sedimentos en el fondo del tanque.

Se define como agua libre, al volumen de agua que se separa del petróleo líquido y se encuentra en el fondo del tanque como resultado de la segregación gravitacional. Los sedimentos son el resultado de la sedimentación de contenido sólido que aun tiene el crudo en esta etapa de la producción.

Este ajuste se lo realiza tomando como base para el cálculo de su cantidad la tabla de calibración del tanque. Mediante una deducción volumétrica que convierta el aforo de agua libre a volumen a través de la tabla de calibración.

3.12.3.4 Corrección por efecto de la temperatura de la pared de acero del taque (CTSh).

Todos los tanques están sometidos a cambios de temperatura, como consecuencia de estos cambios se tendrá un cambio en su volumen por el efecto de tiene la temperatura sobre los cuerpos. Como se vio anteriormente cada tanque tiene su propia tabla de calibración y esta tabla es basada a una temperatura de pared específica. Por lo tanto, si la temperatura de la pared del tanque observada difiere de la temperatura de pared de la tabla de capacidad, el volumen obtenido de la tabla tendrá que ser corregido.

El factor de corrección por el efecto de la temperatura en la pared del tanque puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$CTSh = 1 + 2 \alpha \Delta T + \alpha^2 \Delta T^2 \quad (3.10)$$

Donde:

α = *Coeficiente lineal de expansión del material de la pared. (Tabla ##)*

ΔT = *Diferencia entre tempetura de la pared del tanque (TSh)y temperatura base (Tb)*

TABLA 3.13 COEFICIENTE DE EXPANSIÓN TÉRMICA.

Coeficientes Lineales de Expansión Térmica		
Tipo de Acero	Coeficiente por °F	Coeficiente por °C
Templado al Carbón	0.00000620	0.0000112
Inoxidable 304	0.00000960	0.0000173
Inoxidable 316	0.00000883	0.0000159
Inoxidable 17-4PH	0.00000600	0.0000108

Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2 A.

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Se considera a la temperatura base (tb), a la temperatura a la cual se elaboro la tabla de calibración, generalmente esta temperatura es la temperatura a condiciones estándar 60 °F. Es importante considerar el signo de la diferencia aritmética ya que este afectará en cálculos posteriores.

La temperatura de la pared (TSh) se determina con la siguiente ecuación:

$$TSh = \frac{(7 * Tl) + Ta}{8} \quad (3.11)$$

Donde:

TSh = Temperatura de la pared.

Tl = Temperatura del liquido.

Ta = Temperatura ambiente.

El coeficiente de expansión del material para acero templado que es el utilizado para la construcción de tanques en el ecuador se detalla en la Tabla 3.13.

3.12.3.5 Ajuste por techo flotante (FAR).

El ajuste por el efecto del techo flotante se lo puede realizar de dos formas que se explicaran en esta sección.

1. Algunas tablas de aforo ya tienen el ajuste por techo flotante incluido para este tipo de tablas de calibración se puede realizar un segundo ajuste por alguna variación entre la densidad de referencia y la densidad observada. Teniendo en cuenta que la densidad de referencia es aquella que fue considerada cuando se elabora la tabla de calibración.
2. Si la tabla de capacidad se ha elaborado como una tabla de capacidad bruta o de tanque abierto, la deducción por techo se calcula dividiendo el peso del techo flotante entre el peso por unidad de volumen a temperatura estándar multiplicado por el CTL para llevar el valor a condiciones observadas.

$$FRA = \frac{\text{Peso (masa aparente) del techo}}{\text{Densidad} * CTL} \quad (3.12)$$

Donde:

CTL = Factor de corrección para llevar a temperatura estandar.

3.12.3.6 Cálculo del volumen bruto estándar (GSV).

Es el volumen bruto GOV llevado a condiciones estándar mediante la corrección a través del factor de corrección de CTL (Correction for Temperature of the Liquid). Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$GSV = GOV * CTL \quad (3.13)$$

Donde:

GOV = Volumen bruto observado.

CTL = Factor de corrección por temperatura del liquido

3.12.3.7 Factor de corrección por temperatura del líquido (CTL).

Cuando un volumen de líquido de petróleo está sujeto a cambios de temperatura, su densidad disminuirá al elevarse su temperatura, o aumentará al bajar su temperatura. Este cambio en la densidad es proporcional al coeficiente térmico de expansión del líquido y a la temperatura.

El factor de corrección por efecto de la temperatura en la densidad de un líquido se llama CTL o VCF. El factor CTL es una función de la Densidad Base del líquido y de su temperatura. La función de este factor de corrección es la de ajustar el volumen de un líquido a una temperatura observada hasta su volumen a una temperatura estándar. Las temperaturas estándares más comunes son 60°F, 15°C.

Los factores de corrección se pueden obtener de las tablas de medición de petróleo, ver (API MPMS 11.1 Tabla 6 A). Esta tabla es específica para el petróleo en general. Las tablas de corrección aplicables más comunes se muestran en la Tabla 3.7.

Este factor de corrección es calculado matemáticamente por la siguiente ecuación (Ecuación 3.15):

$$T_s = \frac{(7 * T_L) + T_a}{8} \quad (3.14)$$

$$K_c = 1 + (12.4 \times 10^{-6} * \Delta T_s) + [4 \times 10^{-9} * (\Delta T_s)^2] \quad (3.15)$$

Donde:

T_s = Temperatura de la carcasa o casco.

T_a = Temperatura ambiente.

T_l = Temperatura líquido almacenado.

ΔT_s = Temperatura del casco menos 60° F.

3.12.3.8 Contenido de agua y sedimentos (S&W).

El petróleo contienen agua y sedimentos en suspensión o mezclada con el fluido; la cantidad de S&W es determinada por medio de análisis de laboratorio de una muestra representativa y se expresa como porcentaje en volumen. Detalles específicos del análisis de agua y sedimento se encuentran en el API MPMS Capítulo 10.

3.12.3.9 Factor de corrección por el contenido de agua y sedimento (CSW)

Para calcular el CSW, debe conocerse el porcentaje de S&W, el cual es suministrado por el laboratorio como resultado de análisis a la muestra tomada durante el proceso de medición del tanque. Así el factor CSW, se calcula por la ecuación:

$$CSW = 1 - \frac{\%S\&W}{100} \quad (3.16)$$

Donde:

$\%S\&W =$ *Porcentaje de sedimentos y agua.*

3.12.3.10 Cálculo del volumen neto estándar (NSV).

Es el volumen total de todos los líquidos de petróleo, excluidos el sedimento y agua en suspensión y el agua libre, a temperatura estándar:

$$NSV = GSV * CSW \quad (3.17)$$

Donde:

$GSV =$ *Volumen bruto estandar*

$CSW =$ *Corrección por sedimento y agua*

El contenido de S&W se deduce solamente al petróleo crudo; para los derivados, generalmente no se hace esta corrección, de tal modo que para estos productos $GSV = NSV$.

3.12.4 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO BASADO EN VOLUMEN CON MEDICIÓN ESTÁTICA

Finalmente se presenta el procedimiento para el cálculo de cantidades de petróleo utilizando el método estático.

La secuencia de cálculo es la siguiente

$$TOV \rightarrow GOV \rightarrow GSV \rightarrow NSV \rightarrow NSW$$

1. Con el nivel de líquido o aforo, entrar en la tabla de capacidad y anotar el TOV, tal como está registrado en la tabla.
2. Restar cualquier volumen de FW aforado. El volumen de FW se obtiene entrando en la tabla de capacidad con el nivel de FW aforado.
3. Aplicar el CTSh para obtener el GOV.
4. Corregir esta cantidad por cualquier FRA que corresponda.
5. Corregir el GOV a la temperatura estándar. Esto se hace multiplicando el GOV por el CTL para obtener el GSV.
6. Ajustar por la cantidad medida de S&W. Esto se hace multiplicando el GSV por el CSW.
7. Si se requiere el peso neto estándar (NSW), multiplicar el resultado de (6) por el WCF apropiado.

CAPÍTULO 4

MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO Y MEDIDORES DE TECNOLOGÍA CORIOLIS UTILIZADOS EN LAS UNIDADES LACT EN EL CAMPO SINGUE.

4.1 INTRODUCCIÓN.

La medición utilizada para certificar los volúmenes que se reciben o se entregan utilizando medidores de flujo instalados en línea se denomina medición dinámica. Los elementos de flujo usados en aplicaciones de medición dinámica para transferencia en custodia de hidrocarburos que se estudiarán en este capítulo para su posterior comparación y análisis, son medidores volumétricos de desplazamiento positivo y medidores másicos tipo coriolis. Los criterios de operación y recomendaciones de mantenimiento se encuentran descritos en el MPMS Capítulo 5 en las siguientes secciones.

- **Section 2 - Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters.**
- **Section 6 - Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters**

Todos los medidores de transferencia de custodia deben estar bajo calibración para cumplir con los requisitos legales y asegurar que el inventario del producto sea medido con la suficiente exactitud. El objetivo de calibrar un medidor es comparar las mediciones realizadas por el medidor de transferencia de custodia con respecto a una referencia conocida y confiable.

En capítulos posteriores del MPMS se establecen métodos y parámetros requeridos para determinar otras variables del hidrocarburo medido en línea y necesarios para efectuar el cálculo del volumen neto o la masa del producto transferido. Se mencionarán estos capítulos para un mejor conocimiento pero no

se realizara en este estudio un análisis muy profundo de estos capítulos.

Los siguientes Capítulos del MPMS:

- Capitulo 7 “Determinación de temperatura”
- Capitulo 8 “Muestreo y sus condiciones”
- Capitulo 9 “Medición y aplicaciones de la densidad”
- Capitulo 10 “Agua y sedimento”

En el presente capitulo se analizaran los medidores de desplazamiento positivo y los medidores másicos tipo coriolis.

4.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE MEDIDOR A UTILIZAR EN LA UNIDAD LACT.

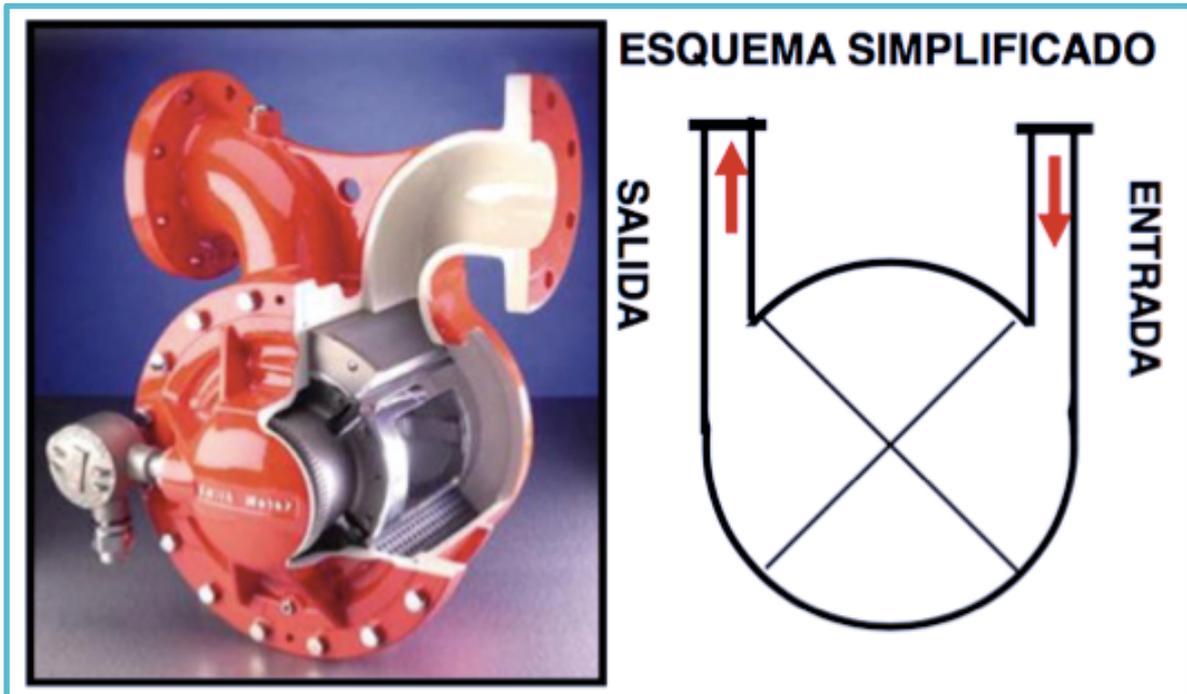
Para la sección del tipo de medidor a utilizar se tiene que considerar factores como presión, temperatura y contaminantes presentes en el fluido. A demás de estos factores se debe tener en cuenta: el margen de error de la medición que presenta cada equipo, su costo de adquisición, instalación y mantenimiento, al igual que el espacio que este ocupará.

4.3 MEDIDA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS POR MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

El Capítulo está destinado a describir los métodos para obtener las medidas más precisas y determinar la máxima vida de servicio cuando el medidor de desplazamiento es utilizado para medir hidrocarburos.

El medidor de desplazamiento es un mecanismo de medida de flujo, que separa un líquido en volúmenes discretos y cuenta los volúmenes separados. El medidor trae a través de su medida elemental un barrido teórico de volumen de líquido, más el deslizamiento para cada embolada, revolución, o ciclo del movimiento de partes. El volumen registrado por el medidor de desplazamiento debe ser comparado con un volumen conocido.

FIGURA 4.1 MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.



Fuente: ING. JOSE CONTRERAS - SIIMCA.

Esta sección del cubre las características de medidores de desplazamiento y discute consideraciones apropiadas de acuerdo a los líquidos a ser medidos, la instalación del sistema de medida, y la selección, desempeño, operación y mantenimiento del medidor del desplazamiento utilizado con hidrocarburos líquidos.

4.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

El diseño de las instalaciones del medidor de desplazamiento debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. La instalación debe ser capaz de manejar el máximo y mínimo de la rata de flujo, la máxima presión de operación, y rango de temperatura del líquido a la que es medido. Si es necesario, la instalación debe incluir dispositivos de protección que guarden la operación de medidor dentro de los límites de diseño.

2. La instalación debe asegurar un máximo y confiable vida de operación; Filtros, coladores eliminadores de aire y vapor, u otros dispositivos de protección pueden ser ubicados vía arriba del medidor para remover sólidos que podrían causar desgaste prematuro o gases que podrían causar un error de medida,
3. La instalación debería asegurar una presión adecuada en el sistema de medición del líquido a todas las temperaturas, de tal manera que el fluido a ser medido, estará en estado líquido todo el tiempo.
4. La instalación debe estar equipada para probar cada medidor y debe ser capaz de duplicar condiciones de una operación normal todo el tiempo de la prueba.
5. Las instalaciones deben cumplir con todas las regulaciones y códigos aplicables.

4.4.1 SELECCIONAR UN MEDIDOR Y ACCESORIOS.

La siguiente es una guía para seleccionar el equipo apropiado. En adición, el fabricante debe ser consultado, y se debe considerar detalladamente los siguientes ítems:

1. Propiedades de líquidos, incluyendo viscosidad, presión de vapor, toxicidad, corrosividad, y capacidad de lubricación. Fluidos tóxicos y controlados medioambientalmente deben recibir especial consideración para prevenir y controlar los goteos potenciales.
2. Rata de flujo de operación, flujo es continuo, intermitente o fluctuante, bidireccional o reversible.
3. Requerimientos exactos.
4. La clase y tipo de conexiones de tubería, materiales y dimensiones del equipo a ser usado.
5. El espacio requerido para la instalación del medidor debe proveer facilidad.

6. El rango de presiones de operación, deben tener pérdidas aceptables de presión a través del medidor, la presión en el líquido es adecuada para prevenir la vaporización.
7. La temperatura de operación y la aplicabilidad de compensación de temperatura automática.
8. Efectos de contaminantes de corrosión en el medidor, cantidad y tamaño de componentes externos, incluyendo partículas abrasivas, que pueden ser acarreadas en la corriente del líquido.
9. Los tipos de lectores de salida y dispositivos de impresión o sistemas a ser usados y las unidades estándar de volumen y masa son requeridos.
10. El método por el cual un medidor puede ser seleccionado entre todos los medidores; puede ser ponerlo o tomarlo de la línea como de la rata total y el método por el cual este puede ser provisto y operado a una rata normal
11. El tipo, método y frecuencia de prueba.
12. El método para ajustar un registro de un medidor.
13. La necesidad de equipos de accesorios, tales como pulsadores, aparatos de inyección de aditivos, combinadores, y dispositivos para predeterminar la calidad. Cuando los medidores con dispositivos mecánicos son usados, se debe tener precaución debido a los límites del torque total aplicado al elemento de medición.
14. Lubricación de presión automática para no lubricados o líquidos sucios.
15. Válvulas en la instalación del medidor. Válvulas requieren especial consideración, desde su desempeño ya que puede afectar las medidas exactas. Las válvulas de flujo o de control de presión en la corriente principal del medidor debe ser capaz de brindar rapidez, suavidad a la apertura y clausura para prevenir choques y sobretensiones. Otras válvulas, particularmente esas entre el medidor o medidores y el probador (por ejemplo válvulas de desviación de corriente, drenajes y ventilación) requiere cierre a prueba de fugas, el cual debe ser provisto por una válvula

de doble bloqueo y purga con indicador de fuga o cualquier otro método de efecto similar de verificación de integridad.

16. Métodos de mantenimiento y costos de partes de repuestos que sean necesarios.
17. Requerimientos e idoneidad para un sello seguro.

4.5 INSTALACIÓN

La Figura 4.4 es un diagrama esquemático de una estación de medición típica. Los medidores deberán ser instalados acorde a las instrucciones del fabricante y no deben estar sujetas a una indebida tensión de tubería y vibraciones.

Condiciones de flujo no es requerido para la ubicación del medidor

4.5.1 VÁLVULAS

En general, todas las válvulas, especialmente las de carga de resorte o válvulas de auto-cierre, deben ser diseñadas de tal manera que ellas no admitirán aire cuando están sujetas a condiciones de vacío.

Un dispositivo limitante de flujo, tal como una válvula de control de tasa de flujo o un orificio de restricción, debería preferiblemente ser instalado en la parte descendente del medidor. El dispositivo debe ser seleccionado o ajustado de tal manera que la presión suficiente sea mantenida para prevenir la vaporización.

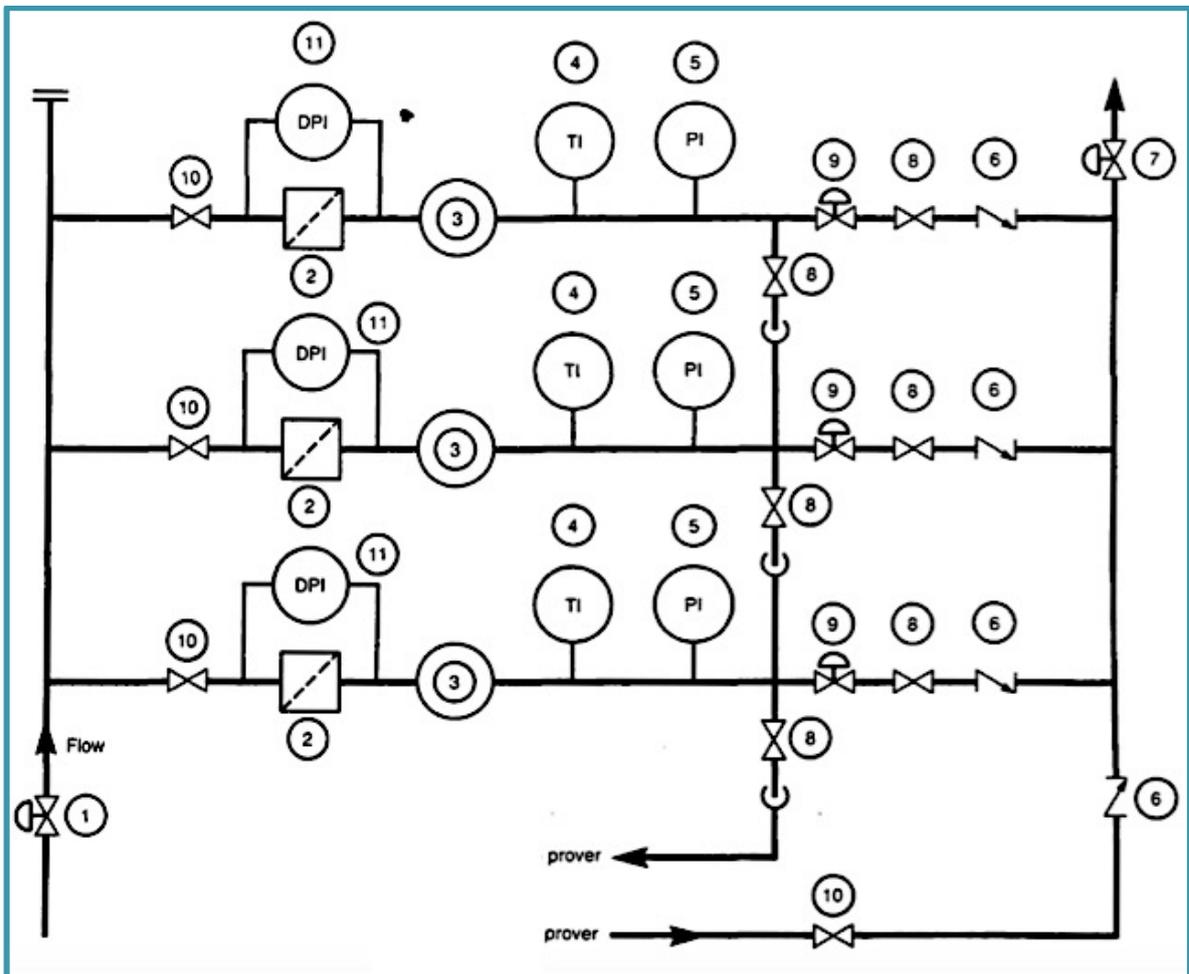
4.5.2 INSTALACIÓN DE LA TUBERÍA

Los medidores son normalmente instalados en una posición horizontal. El fabricante deberá ser consultado si las limitaciones de espacio dictan un posicionamiento diferente.

Donde el rango de flujo es tan grande para cualquier medidor o donde el servicio continuo es necesario, un banco de medidores puede ser instalado en paralelo. Cada medidor en el banco deberá ser operado dentro de su mínimo y máximo rata de flujo. Lo que significa que el deberá ser provisto para un balance de flujo a través de cada medidor.

Los medidores deben ser instalados de tal manera que tendrán un máximo, dependiendo de la vida operativa. Estos requerimientos que protegen los dispositivos serán instalados para remover que el líquido abrasivo u otras partículas que sean arrastradas que podrían parar el mecanismo de medición o causar desgaste prematuro. Coladores, filtros, trampas de sedimentos, tanque de asentamiento, separadores de agua, una combinación de estos ítems, o cualquier otro dispositivo ajustable puede ser usado.

FIGURA 4.2 UBICACIÓN DEL MEDIDOR DE DEZPLAZAMIENTO POSITIVO.



1. Válvula reductora de presión.
2. Filtro eliminador de aire/gas.
3. Medidor de desplazamiento positivo.
4. Medidor de temperatura.
5. Medidor de presión
6. Válvula Check.
7. Válvula de control.
8. Válvula de paso doble.
9. Válvula de control de flujo.
10. Válvula de bloqueo.
11. Medidor de diferencial de presión.

Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2 A.

4.5.2.1 Consideraciones de la instalación en tuberías

- Medidores deberán ser instalados de tal forma que funcionaran satisfactoriamente dentro de la viscosidad, presión, temperatura, y rangos de flujo a los que se encuentren.
- Los medidores deberán ser adecuadamente protegidos de pulsaciones de presión y excesivas sobretensiones causadas por la expansión térmica de los líquidos. Este tipo de protección puede requerir la instalación de tanques de surgencia, cámaras de expansión, válvulas de limitación de presión, válvulas de alivio, y otros dispositivos de protección, Cuando la presión de las válvulas de alivio, son localizadas entre el medidor y el probador a un medio de detención de derrames, de las válvulas deben ser provista.
- Una válvula de back-pressure puede ser requerida para mantener la presión en el medidor y el probador sobre la presión de vapor de fluido. En general, medidores de desplazamiento no aceleran la velocidad del fluido y no son sujetos a la presión resultante que puede causar vaporización (cavitación) en otros tipos de medidores.
- Cuando sea posible colocar dispositivos limitantes de flujo deben ser instalados en la descendencia del medidor y el sistema que lo provee.
- Una alarma puede ser deseable para indicar que la rata de flujo tiene una caída debajo del diseño mínimo. Si un dispositivo reductor de presión es

usado en la entrada del medidor, debe ser instalado tan lejos de la ascendencia del medidor como sea posible. El dispositivo debe ser instalado de tal manera que la presión suficiente se mantendrá en el lado de la salida de la instalación del medidor para prevenir cualquier evaporización del líquido medido.

- Cualquier condición que contribuya a la liberación de vapor de la corriente del líquido debe ser evitado a través de sistemas diseñados y a través de la operación del medidor con el rango de flujo especificado por el fabricante. La liberación del vapor puede ser minimizada o eliminada manteniendo suficiente presión de retorno en la descendencia del medidor. Esto puede ser logrado por la instalación de un tipo de válvula (back-pressure, trotting o reductora) descendencia del medidor. El punto de vista del fabricante y recomendaciones serán muy útiles al momento de determinar la condición de back-pressure.
- Cada medidor debe ser instalado de tal forma que ni siquiera el aire o vapor pueda pasar a través de este. Necesariamente el equipo de eliminación de aire o vapor debe ser instalado tan cerca cómo sea posible en la parte ascendente del medidor. Líneas de venteo de aire o eliminadores de vapor deben ser del tamaño adecuado. La seguridad del sistema de venteo debe ser dada especial diseño en consideración. Eliminadores de aire no pueden ser de venteo cuando ellos son operados bajo la presión atmosférica, y bajo condiciones adversas, ellos pueden incluso extraer el aire dentro del sistema. Una apretado- válvula check cerrada en la línea de venteo prevendrá aire del inicio dentro del sistema bajo estas condiciones.
- Medidores y tubería deben ser instalados de tal manera que el drenaje accidental y la vaporización del líquido sean evitados. La tubería no debe tener un venteo en altos puntos o bolsillos donde el aire o vapor pueda acumular y ser acarreado a través del medidor por la adición de turbulencia que resulta del incremento de la rata de flujo. La instalación debe prevenir

aire desde el inicio introducido al sistema a través de liqueo en válvulas, tubería, pistones de bombas, separadores, líneas de conexión y etc.

- Líneas del medidor a el probador deben ser instaladas para minimizar la posibilidad de aire o que el vapor sea atrapado. Manual de válvulas de purga deben ser instaladas a altos puntos, para que el aire pueda ser extraído antes de proveer. La distancia entre el medidor y su probador debe ser minimizada. El diámetro de las líneas de conexión deben ser lo suficientemente largas para prevenir un significativo decremento de la rata de flujo durante la instalación de la parte descendente del medidor para regular el flujo a través del probador mientras cada medidor es probado.
- La tubería debe ser diseñada para prevenir pérdidas o ganancia de líquidos entre el medidor y el probador durante la prueba.
- Para medidores diseñados para fluir en una sola dirección una provisión debe ser hecha para prevenir el flujo en la dirección contraria.
- La medida de la temperatura debe ser provista para ser capaz de corregir los efectos termales de la corriente o medidor. La capacidad para obtener la temperatura de la corriente dentro del cuerpo del medidor es deseable. Algunos medidores permiten para la instalación de un dispositivo de medición de temperatura en el cuerpo del medidor; sin embargo, esto es impráctico con muchos medidores por la forma en que son construidos o por el tipo de dispositivo de medición de temperatura que es seleccionado. Si esto es impráctico para el dispositivo medidor de temperatura en el medidor. El dispositivo debe ser instalado inmediatamente en la descendencia o ascendencia del medidor.
Donde varios medidores son operados en paralelo en una corriente común.
- Para determinar la presión del medidor, un indicador, registrador, o transmisor de alcance y precisión deberá adecuado para instalarlo cerca de la entrada o la salida de cada medidor.

4.5.3 INSTALACIONES ELÉCTRICAS.

Sistemas de Medidores de desplazamiento puede incluir una variedad de accesorios eléctricos y electrónicos, como son discutidos en el capítulo 5.4. Los sistemas eléctricos deben ser diseñados e instalados de acuerdo a las recomendaciones del fabricante y la clasificación aplicable de las zonas de riesgo, para prevenir pérdidas de señal e interferencia de ruido del el equipo eléctrico más cercano para minimizar la posibilidad de danos mecánico a los componentes.

4.5.4 DESEMPEÑO DEL MEDIDOR.

El desempeño del medidor es definido por los procedimientos de los sistemas de mediciones o puede ser hecho para producir medidas exactas.

4.5.4.1 Factor de medición.

Cualquiera de los dos métodos de medición que sea usado, dependiente de la aplicación y condiciones de operación anticipadas.

- Con el primer método de prueba, el mecanismo calibrador del medidor es ajustado hasta el cambio en la lectura del medidor durante la prueba igual o cercanamente igual al volumen medido en el probador.
- El medidor ajustado son más frecuentemente usados camiones de entrega y en camiones de rieles para carga de autos, donde es deseable tener lecturas directas del medidor sin tener que aplicar correcciones matemáticas a la lectura. Un ajuste o lectura directa es correcta del medidor solo para el líquido y condiciones de flujo a la cual fue probada.
- Con el segundo método de prueba, el mecanismo calibrador no es requerido o no es ajustado y un factor de medidor es calculado. El factor de medición es un numero obtenido por la división del volumen actual de líquido que pasa a través del medidor durante la prueba por el volumen

registrado por el medidor. Para subsecuentes operaciones de medición, el actual rendimiento o volumen medido es determinado por la multiplicación entre el volumen registrado por el medidor y el factor de medición.

- Cuando la lectura directa no es requerida el uso de un factor de medición es preferido por varias razones. Este es difícil o imposible de ajustar a un mecanismo de calibración o registró con la misma resolución que es lograda cuando un factor de medición es determinado. En adición, ajustes generalmente requiere uno o mas repruebas para confirmar la exactitud del ajuste.

En aplicaciones donde el medidor va a ser usado con varios diferentes líquidos o varios diferentes set de condiciones de operación, un diferente factor de medición puede ser determinado para cada líquido y por cada set de condiciones de operación.

Similarmente, el desempeño del medidor para medidores calibrados pueden ser evaluado por la frecuencia del monitoreo, proporción, y dirección de los ajustes mecánicos que son necesarios para mantener la calibración.

Las siguientes condiciones variables pueden afectar el factor de medición:

- a. Rata de flujo
- b. Viscosidad del líquido
- c. Temperatura del Líquido
- d. Presión de flujo del líquido
- e. Limpieza y lubricidad de la calidad del líquido
- f. Cambio en medidas elemento despeje debido a desgaste o daño
- g. Torque requerido para manejar el registro, impresión, y todos los accesorios del equipo.
- h. Mal funcionamiento en el sistema de prueba

4.5.4.2 Causas de variaciones en el factor de medición.

Hay muchos factores que pueden cambiar el desempeño de un medidor de desplazamiento. Algunos factores tales como la entrada de materias extrañas en el medidor se puede remediar solamente por la eliminación de la causa del problema. Otros factores dependen de las propiedades del líquido que se está midiendo; éstos deben ser superados mediante el diseño correctamente y operar el sistema de medición.

Las variables que tienen el efecto más grande en el factor de medición son la rata de flujo, viscosidad, temperatura, otro tipo de inconvenientes (por ejemplo, parafina en el líquido). Si un medidor es probado y operado en líquidos con propiedades inherentes idénticas, bajo las mismas condiciones como en servicio, el nivel más alto de exactitud puede ser esperada. Si hay cambios en una o más de las propiedades del líquido o en las condiciones de operación entre la prueba y los ciclos de operación, entonces un cambio en el factor de medición da como resultado, y un nuevo factor de medición debe ser determinado.

4.5.4.3 Variaciones en la rata de flujo

Factor de medición con rata de flujo. El final más bajo de las rangos de las ratas de flujo, la curva del factor de medición puede convertirse menos confiable y menos consistente que la que está en medianas y altas ratas. Si una gráfica de factor de medición vs rata de flujo ha sido desarrollada para un set de condiciones operativas determinadas. Es posible seleccionar un factor de medición desde la curva; sin embargo si un sistema de pruebas es permanentemente instalado, es preferible reprobado el medidor y aplicar el valor determinado por la reprobación. Si un cambio en la rata de flujo ocurre en un banco de 2, 3 o más medidores de desplazamiento instalados en paralelo, el procedimiento usual es evitar valores superiores o valores inferiores de un medidor individual por la variación de números de medidores en uso, distribuyendo así el flujo total entre un número adecuado de medidores de desplazamiento paralelo.

4.5.4.4 Variaciones en la viscosidad.

El factor de medición de un medidor de desplazamiento es afectado por cambios en viscosidad que resulta en variable, la Viscosidad puede cambiar como un resultado de cambios en temperatura que ocurren sin ningún cambio en el líquido. Esto es por lo tanto, importante para tener en cuenta los parámetros que han cambiado antes un factor de medición es seleccionado de una grafico factor de medición vs viscosidad. Esto es preferible reprobador el medidor si el líquido cambia o si un cambio de viscosidad significativa ocurre.

4.5.4.5 Variación en temperatura.

En adición al efecto de la viscosidad del líquido, cambios en la temperatura del líquido tienen otros efectos importantes en el desempeño del medidor, como se refleja en el factor del medidor. Por ejemplo, el volumen desplazado por un ciclo de movimientos de la cámara de medida es afectado por la temperatura. El despeje mecánico del medidor de desplazamiento puede también ser afectado por la temperatura. Altas temperaturas pueden parcialmente vaporizar el líquido, causando dos fases de flujo, y severamente perjudicar el rendimiento de medición.

Cuando un medidor de desplazamiento es probado, la temperatura del líquido en el medidor y en el probador debe ser la misma. Si la temperatura no es la misma, ambos volúmenes deben ser corregidos a un volumen base a una temperatura de referencia de tal manera que un correcto factor de medidor pueda ser obtenido.

Sea con un compensador de temperatura o temperatura manualmente calculada la corrección basada en el promedio observado promedio de la temperatura de la distribución puede ser usado para corregir volúmenes registrados a un volumen base a una temperatura referencial.

4.5.4.6 Variaciones de presión.

Si la presión del líquido cuando es medido varía de la presión existente durante la prueba, el volumen relativo del líquido será cambiado como un resultado de su compresibilidad. El potencial para el error incrementa en proporción a la magnitud de la diferencia entre la prueba y las condiciones operativas. Para mayor exactitud, el medidor debe ser probado a las condiciones operativas. Las dimensiones físicas del medidor serán cambiadas como un resultado de la expansión o contracción de su cubierta bajo presión. El uso de doble tipo de medidores previene este problema.

Correcciones volumétricas para efectos de presión en líquidos que tienen presión de vapor sobre la presión atmosférica son referenciados a el equilibrio de presión de vapor del líquido a la temperatura estándar, 60 F, 15 C, 20 C, en lugar de la presión atmosférica, la cual es la referencia típica para líquidos con medidas de temperatura y presiones de vapor bajo la presión atmosférica. Ambos el volumen del líquido en el probador y el volumen medido registrado son corregidos desde la medida de presión al el volumen equivalente al equilibrio de presión de vapor bajo la presión atmosférica. Ambos el volumen del líquido en el probador y el volumen medido registrado son correctos desde la medida de presión a el equivalente de volumen al equilibrio de presión de vapor a 60 F, 15 C o 20C.

Este es un cálculo de dos pasos que envuelve correcciones a ambas medidas de volumen al volumen equivalente al equilibrio de la presión de vapor a una temperatura medida. Los volúmenes son entonces corregidos al volumen equivalente a la presión de vapor de equilibrio a 60F, 15C, 20 C.

4.6 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Esta sección cubre prácticas operativas recomendadas para la instalación de medidores de desplazamiento, incluyendo cuadros de control de factores de medidor, debe ser accesible para partes interesadas.

4.6.1 CONDICIONES QUE AFECTAN LAS OPERACIONES

La precisión general de las medidas por el medidor de desplazamiento depende de la condición del medidor y sus accesorios, la temperatura y correcciones de presión, los sistemas de prueba, la frecuencia de prueba y la variación, sea cualquiera, entre la operación y las condiciones de prueba.

Un factor de medición obtenido para un set de condiciones no serán necesariamente aplicado para un set de cambio de condiciones.

Medidores de desplazamiento deben ser operados con las recomendaciones del fabricante, accesorios de equipo y dentro del rango de tasas de flujo especificadas por el fabricante.

Medidores deben ser operados únicamente con líquidos, que tengan propiedades consideradas durante el diseño de la instalación.

Si un medidor de desplazamiento a ser usado en flujo bidireccional, factores de medición deben ser obtenidos para el flujo en cada dirección.

Falla para remover material foráneo ascendentemente en el medidor de flujo puede resultar en falsas medidas y daños. Coladores, filtros, u otro dispositivo de protección debe ser ubicado flujo arriba del medidor.

4.6.2 PRECAUCIONES PARA OPERAR MEDIDORES RECIENTEMENTE INSTALADOS.

Cuando la instalación de un nuevo medidor es puesta en servicio, particularmente en líneas instaladas recientemente, problemas externos pueden ser acarreados a el mecanismo de medición durante el pase inicial del líquido. Protección debe ser provista desde el malfuncionamiento o daño por problemas externos, tales con aire, vapor, escoria, basura, salpicaduras de soldaduras, cortes de rosca, componentes de tubería.

Los siguientes son medios sugeridos para proteger el medidor de problemas externos.

1. Temporalmente reemplace al medidor con un carrete.
2. Ponga un by-pass alrededor del medidor.
3. Remueva elementos de medición
4. Instales un dispositivo de protección en la vía ascendente del medidor.

4.6.3 INSTRUCCIONES PARA OPERAR SISTEMAS MEDIDORES.

Procedimientos definidos tanto para el funcionamiento de los sistemas de medición y para el cálculo de las cantidades medidas deben ser adecuado para el personal en las estaciones del medidor. A continuación se presenta una lista de elementos que estos procedimientos deben incluir, junto con capítulo del Manual de Normas API Medición de Petróleo que se puede utilizar como referencia y asistencia en el desarrollo estos lineamientos operativos:

1. Un procedimiento estándar para medidores de prueba (Capítulo 4)
2. Instrucciones para operar stand by o medidores de repuesto.
3. Mínimo y máximo medidor de rata de flujo y otra información operativa, tales como presión, temperatura.
4. Instrucciones para aplicar presión y factor de corrección de temperatura.
5. Un procedimiento para grabar y reportar el volumen correcto medido y otros datos observados.
6. Un procedimiento para volúmenes estimados pasados en el evento que el medidor falle o pérdida de medidas.
7. Instrucciones en el uso de cuadros de control y la acción a ser tomada cuando el factor de medición excede los límites aceptables establecidos

8. Instrucciones relativas a quién debe presenciarse pruebas de medidores y reparaciones. Instrucciones para reparar cortes en la seguridad de los sellos.
9. Instrucciones en el uso de todas las formas y tablas necesarias para registrar la data que soporta proveyendo reportes y ticket del medidor.
10. Instrucciones para el mantenimiento rutinario.
11. Instrucciones para tomar muestras.
12. Los detalles de la política general en relación con la frecuencia de medidores y reprobación cuando los cambios de caudal u otras variables afectan la precisión del medidor.
13. Procedimientos de las operaciones que no están incluidos en esta lista, pero que puede ser importante en una instalación individual.

4.7 MEDIDOR DE PRUEBA (PROBADOR).

Cada medidor de desplazamiento debe contener un probador permanente o conexiones para un probador portable o medidor master para obtener y demostrar el uso de factor de medición que represente la operación actual. Los métodos de prueba seleccionados deben ser aceptables para todas las partes involucradas.

La frecuencia óptima de prueba depende de muchas condiciones operativas para establecer un tiempo fijado o intervalo de salida para todas las condiciones. En fluidos limpios el servicio es sustancialmente a ratas uniformes y temperatura, factores de medición tienden a variar un poco, necesitando menos frecuencia del medidor de prueba. Más frecuencia de prueba es requerido con fluidos que contiene material abrasivo, en servicio de LP gases cuando el desgaste del medidor puede ser significativo, o en cualquier servicio donde la ratas de flujo y/ o viscosidad muy sustanciales. Igualmente, cambios de frecuencia en tipos de productos necesita más frecuencia de pruebas.

En temporadas en que la temperatura ambiente cambia muy rápido, los factores del medidor varían consecuentemente y demostrando debe ser más frecuentes. Estudio de la gráfica de control del factor de medición, que deberá incluir datos sobre la temperatura del líquido y la velocidad, ayudará a la determinación de la frecuencia óptima de la prueba.

Un medidor debe siempre ser probado después del mantenimiento, si el mantenimiento ha cambiado el valor del factor de medición, el periodo relativo de frecuencia de la prueba debe ser repetido para ajustar un nuevo factor base por el que el desempeño del medido puede ser monitoreado, cuando el valor ha estabilizado, la frecuencia de prueba puede ser reducida nuevamente.

4.7.1 PROBADORES UTILIZADOS PARA LA CALIBRACIÓN DE MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.

Los probadores utilizados para la calibración de medidores de desplazamiento positivo pueden ser unidireccionales, bidireccionales o compactos, siendo estos últimos más versátiles, transportables y de alta precisión, gracias a su sistema de adquisición de datos de doble cronometría. Los probadores bidireccionales son los mas utilizados para la calibración de medidores de desplazamiento positivo instalados en unidades LACT utilizadas para la transferencia de custodia de hidrocarburos.

4.7.1.1 Probadores bidireccionales.

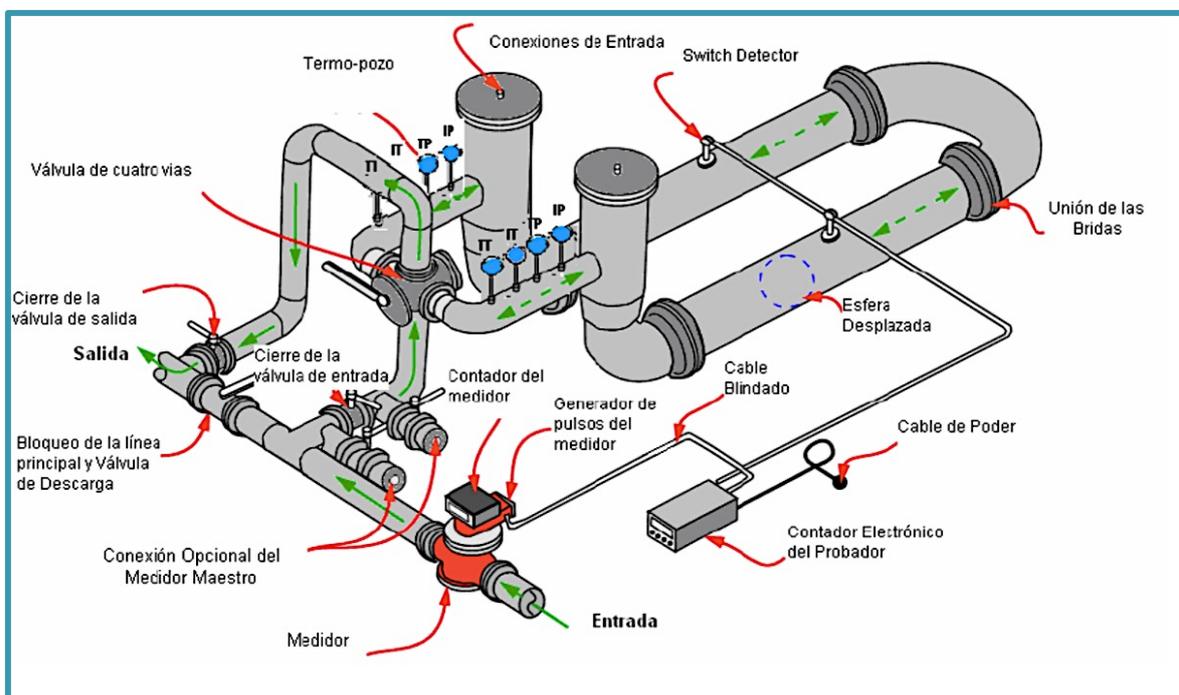
El probador de desplazamiento bidireccional, tiene una gran ventaja sobre los unidireccionales y más si su operación es automática, debido a que al ser bidireccional permite un gran número de carreras de pruebas constantes una tras de otra y por largos tiempos sin necesidad de esperar a que el desplazador se devuelva a su posición inicial para iniciar un nuevo conteo. Además no importa la dirección del desplazamiento pues ya sea en un sentido o en otro, al pasar la esfera por los detectores se inicia una corrida de prueba y el conteo dentro del volumen calibrado.

El capítulo 4 del Manual de Normas para Mediciones de Petróleo (MPMS, Manual of Petroleum Measurement Standards) del API se refiere por completo a sistemas de calibración (Probadores). En este capítulo se detalla el diseño tanto de los probadores unidireccionales como bidireccionales, además de los probadores compactos.

4.7.1.1.1 Accesorios de un probador bidireccional de esfera.

Según el Manual de Medición de Hidrocarburos – Capítulo 4, los probadores bidireccionales tienen los siguientes accesorios. Figura 4.2.

FIGURA 4.3 ACCESORIOS DE UN PROBADOR BIDIRECCIONAL.



Fuente: Calibración de un probador bidireccional - CENAM.

Donde:

- Al menos una tapa de apertura rápida (instalada en la cámara de lanzamiento de la esfera), con dispositivo indicador de presión, con capacidad que cubra la máxima presión del sistema.
- Válvulas de venteo en los puntos más altos de las cámaras de lanzamiento.

- Válvulas de alivio térmico en la salida del probador. Válvulas de drenaje en los puntos más bajos fuera de la sección calibrada y en las cámaras de lanzamiento.
- Transmisores de presión y temperatura, manómetros (opcional) y conexión para termómetro certificados en la entrada y salida del probador.
- Conexiones permanentes para re-calibración en campo.
- Esfera elastómera, los materiales empleados en la construcción de esferas elastómeras varían de acuerdo a las aplicaciones para las cuales son usadas, las de uso común tienen tres materiales básicos, neopreno, nitrilo y uretano. Estas son las encargadas de activar los switches del detector y transportar el volumen de líquido calibrador.
- Detectores de esfera (2 ó 4).
- Se deber proteger el probador internamente con material que proporcione un acabado sólido, suave y durable, reduzca la corrosión y prolongue la vida útil tanto del desplazador como del probador.
- Cámaras de lanzamiento que envían la esfera en la corrida de prueba, como también desaceleran la misma al llegar a ellas.
- Tubería de carrera previa del probador (o sección de pre - recorrida o tramo de llegada): El volumen interno de la tubería de carrera previa del probador debe permitir a la máxima rata de operación el suficiente tiempo a la válvula de cuatro vías para hacer sello completo antes que la esfera actúe los switches, asegurando que el fluido registrado por el medidor este pasando completamente a través de la sección calibrada del probador.
- La sección de volumen calibrado en el probador es la comprendida entre los switches detectores y se compara con el volumen registrado en el Medidor bajo prueba; de ésta relación resulta el factor de corrección

llamado “FACTOR DEL MEDIDOR.

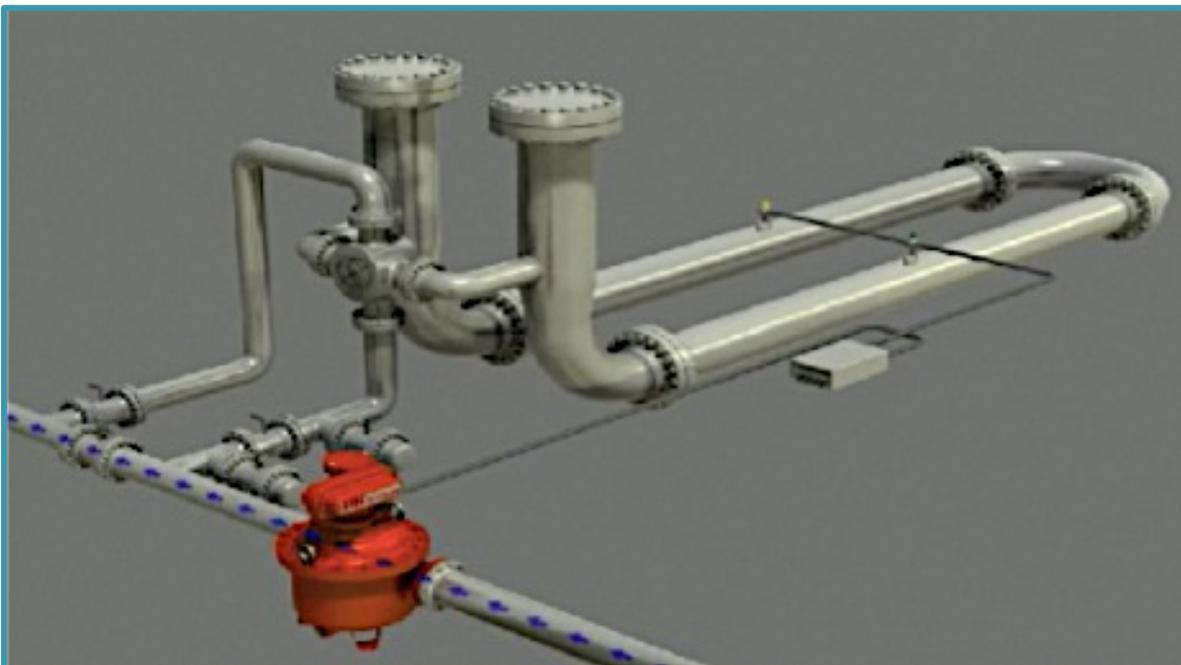
- El volumen base calibrado es la suma de los volúmenes en ambas direcciones entre detectores

4.7.1.1.2 Principio de operación o funcionamiento de un probador bidireccional.

El funcionamiento de los probadores bidireccionales se basa en el principio de desplazamiento por lo tanto es funcionamiento durante la calibración es el siguiente:

1. Inicia el flujo en la línea principal y el fluido pasa por el medidor (Figura 4.3). Se abren las válvulas de entrada y de salida del probador y se activa el bloqueo de flujo cerrando la válvula en la línea principal (Figuras 4.4, 4.5). Lo anterior se realiza para permitir el flujo a través del probador sin interrumpir el curso normal de este. De esta manera entra en funcionamiento el probador para la verificación del medidor.

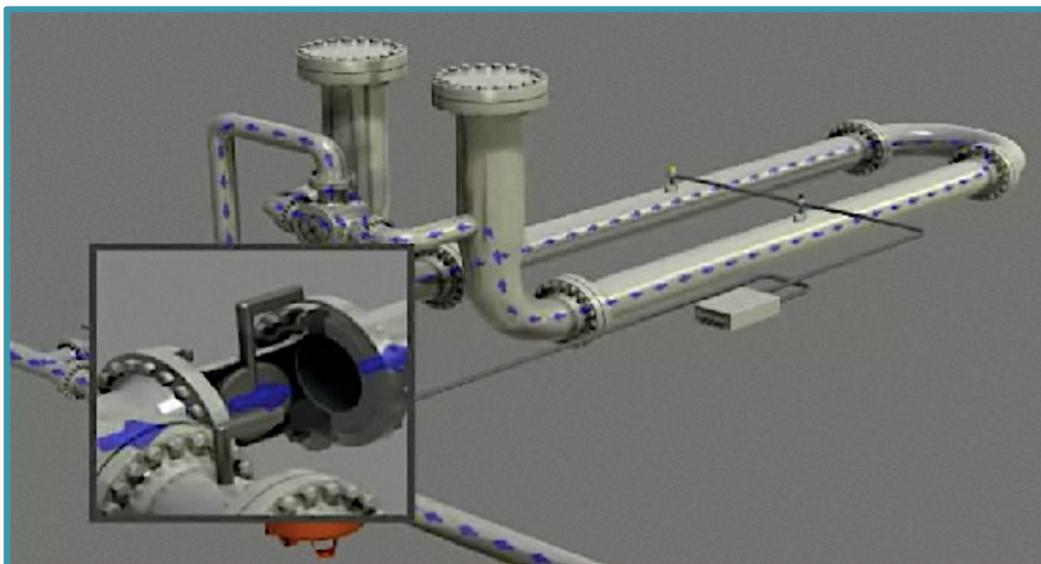
FIGURA 4.4 FLUJO EN LA LÍNEA PRINCIPAL A TRAVÉS DEL MEDIDOR.



Fuente: Calibración de un probador bidireccional - CENAM.

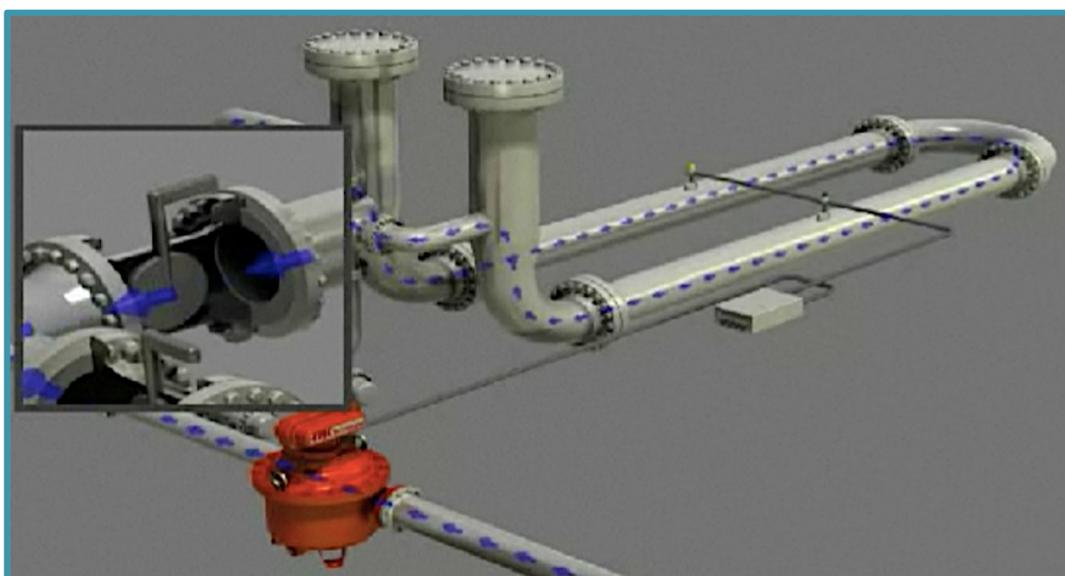
2. El fluido que acaba de pasar por el medidor (o lo que es menos común, el fluido que va en camino al medidor) empuja a la esfera, en un probador compacto, a lo largo del probador. La esfera realiza un sello hermético contra la pared del probador.

FIGURA 4.5 APERTURA DE LA VÁLVULA DE ENTRADA.



Fuente: Calibración de un probador bidireccional - CENAM.

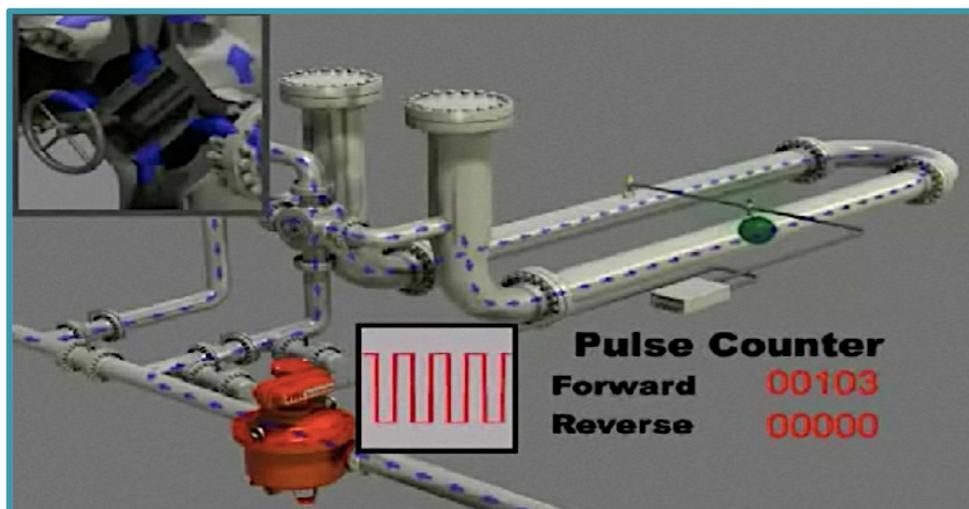
FIGURA 4.6 APERTURA DE LA VÁLVULA DE SALIDA DEL PROBADOR.



Fuente: Calibración de un probador bidireccional - CENAM.

- Al entrar la esfera a la sección de volumen conocido un sensor detecta su proximidad y envía una señal eléctrica que abre una compuerta electrónica para admitir y contar los pulsos que son emitidos por el medidor bajo calibración. Figura 4.6.

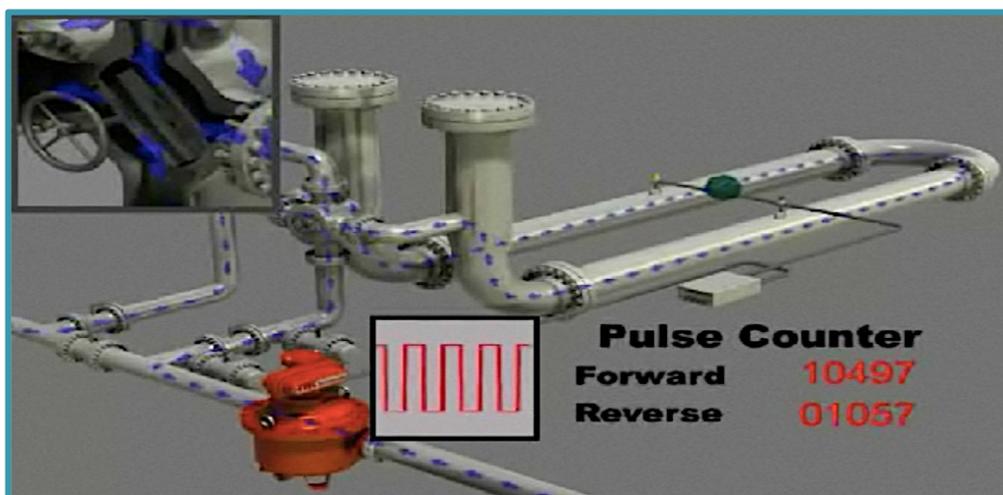
FIGURA 4.7 ESFERA RECORRE LA SECCIÓN DE VOLUMEN CONOCIDO.



Fuente: Calibración de un probador bidireccional - CENAM.

- Cuando la esfera abandona la sección de volumen conocido entonces un segundo sensor de proximidad envía a señal eléctrica para cerrar la compuerta electrónica y finalizar el conteo de pulsos. Figura 4.7.

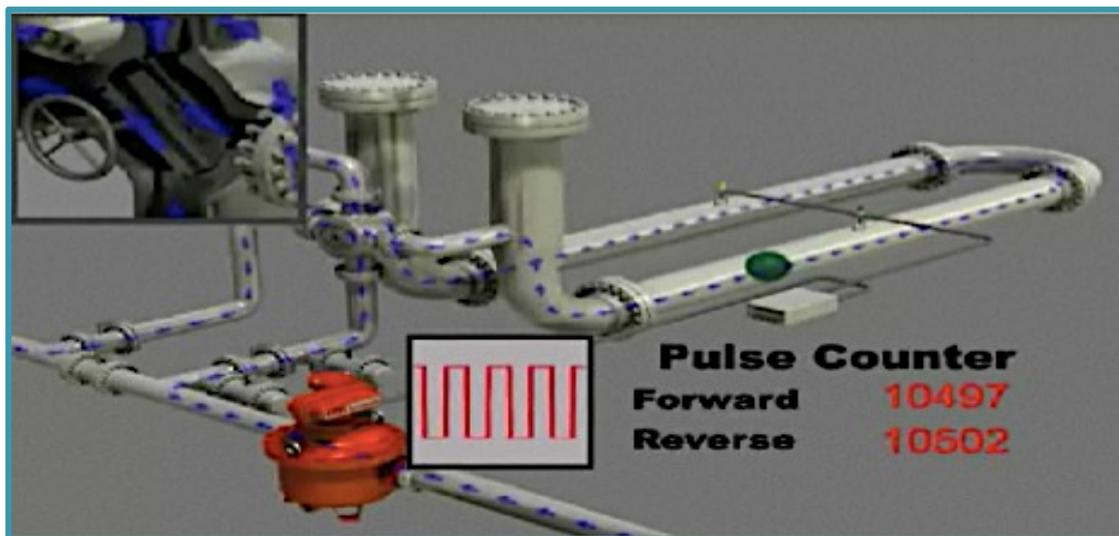
FIGURA 4.8 SALIDA DE LA SECCIÓN DE VOLUMEN CONOCIDO.



Fuente: Calibración de un probador bidireccional - CENAM.

5. Después de realizar las correcciones pertinentes se compara el total de pulsos acumulados durante el viaje de ida y vuelta de la esfera contra el volumen base del probador (round trip volume).

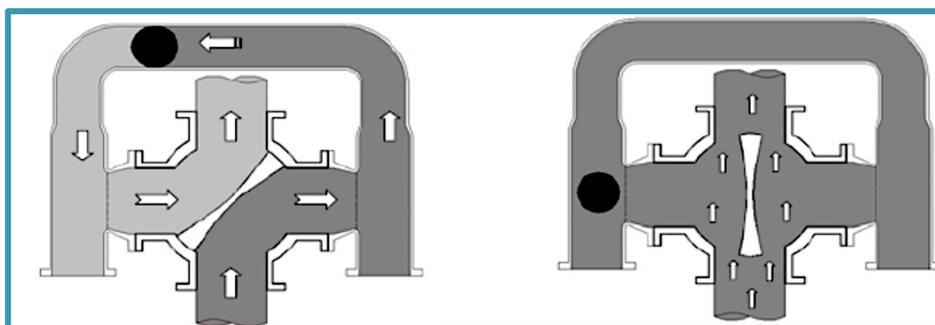
FIGURA 4.9 SE COMPARAN LOS PULDOS CONTADOS DE IDA Y VUELTA.



Fuente: Calibración de un probador bidireccional - CENAM.

6. En los probadores bidireccionales el problema de retornar a la esfera al punto de partida se resuelve por medio del uso de una válvula de 4 vías, con la cual se puede invertir el flujo que pasa por el probador sin interferir con el flujo uniforme que pasa a través del medidor bajo calibración. Para evitar golpes hidráulicos, la válvula de 4 vías se diseña de tal forma que el paso de fluido no se vea interrumpido en ningún momento durante la operación de la válvula (ver figura 4.9).

FIGURA 4.10 FUNCIONAMIENTO DE LA VÁLVULA DE CUATRO VÍAS.



Fuente: Calibración de un probador bidireccional - CENAM.

7. En estas condiciones, la esfera empieza a moverse hacia la zona de volumen conocido mientras la válvula de 4 vías continua girando; bajo estas circunstancias es necesario estar seguros que la válvula de 4 vías haya finalizado su movimiento antes de que la esfera alcance el primer sensor. Para asegurar que suceda esto, se deja una porción de tubo sin calibrar entre la posición de reposo de la esfera y el detector, a esta porción del probador se le conoce como sección de pre-corrida o tramo de llegada.

Para no invalidar la comparación entre el probador y el medidor bajo calibración, es imprescindible garantizar que todas las válvulas instaladas entre el medidor de volumen y el probador tengan un cierre hermético. En el MPMS de API se recomienda que todas las válvulas tengan un mecanismo de verificación de hermeticidad, y que las válvulas de bloqueo, incluida la válvula de 4 vías, posean doble sello.

4.7.2 MÉTODOS DE CONTROL DE FACTORES DE MEDICIÓN.

Factores de medición pueden ser controlados con un método estadístico de control. Existen gráficos de control del factor de medida, que son esencialmente gráficos de los valores del factor de medición sucesivos a lo largo de la abscisa (eje X) en el valor de la ordenada apropiada (eje Y).

$$X \pm 1\sigma, X \pm 2\sigma, \quad y \quad , \quad X \pm 3\sigma \quad (4.1)$$

Donde x es el valor medio aritmético del factor de medición, σ es la desviación estándar u otro criterio de nivel de tolerancia (por ejemplo, i0.0025or 10.0050) gráfico de control .Un control de grafico puede mantenerse para cada medidor de desplazamiento en cada producto o grado de crudo a una tasa especificada o rango de tasas para los que el medidor se va a utilizar.

Los métodos de control del factor de medición se pueden utilizar para proporcionar un aviso de problemas de medición y para mostrar cuando y en qué medida los resultados pueden tener forma desviada aceptada. Los métodos se pueden utilizar para detectar problemas, pero no va a definir la naturaleza del problema. Cuando los problemas se han encontrado o se sospechan, el sistema de medición debe ser revisado sistemáticamente. Los siguientes problemas ocurren comúnmente en los sistemas de desplazamiento metros:

- Las propiedades físicas del cambio de líquido.
- Las superficies de las piezas móviles o de apoyo de los desplazamientos se desgastan o se ensucian con sustancias extrañas.
- Las válvulas de aislamiento y de desvío de fugas.
- El sistema probado y sus componentes requieren mantenimiento.
- El Aire que queda atrapado en algún lugar de la tubería colectora. (Esta posibilidad debe ser subsanada por cualquiera de los procedimientos o equipo).
- Los componentes del tren de engranajes, encima o debajo de la experimentación recogida, mal funcionamiento.
- La calibración de presión, con temperatura y dispositivos sensibilidad de densidad tienen que ser revisados.
- Cuando se utiliza una cámara de fermentación tanque, el acto de apertura y el cierre de la válvula de desvío es excesivamente lento. (Apertura y cierre debe ser suave y rápido)

4.7.3 MANTENIMIENTO DEL MEDIDOR

Para fines de mantenimiento, una distinción debe hacerse entre las partes del sistema que se pueden comprobar por operativos de personal (piezas tales como manómetros y termómetros de mercurio) y componentes más complejos que puede requerir los servicios del personal técnico. Los medidores de desplazamiento y equipos asociados normalmente se puede esperar un buen desempeño durante largos períodos. Ajuste indistinto de las partes más complejas y desmontaje de equipos no es necesario ni recomendable. Instrucciones de mantenimiento estándar del fabricante deben ser seguidas.

Es necesario establecer un horario definido para el mantenimiento del medidor es difícil, tanto en términos de tiempo y el rendimiento, debido a los muchos diferentes tamaños, servicios y líquidos medidos. Reparación de Programación o inspección de un medidor de desplazamiento, puede lograrse mejor mediante el control de la historia del factor de medición para cada producto o grado de petróleo crudo. Pequeños cambios aleatorios en el factor de medición ocurrirán naturalmente en el funcionamiento normal, pero si el valor de estos cambios supera e límites de desviación establecidas del método de control, la causa del cambio deben ser investigados, y cualquier mantenimiento necesario debe ser proporcionada. El uso de límites de desviación a determinar la variación normal aceptable un equilibrio entre buscar problemas que existen y no mirar los problemas que no existe.

4.8 MEDIDA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS POR MEDIDORES MÁSICOS CORIOLIS

4.8.1 INTRODUCCIÓN

La masa de un líquido no es influenciada por variables tales como temperatura, presión y densidad, por ello la medición másica tiene algunas ventajas que la medición volumétrica no puede igualar. Este es un aspecto de particular importancia para la medición dinámica en fiscalización o transferencia de custodia, por esta razón se aplica el principio de medición Coriolis que permite cuantificar el flujo másico directa y continuamente.

4.8.2 FUERZA CORIOLIS

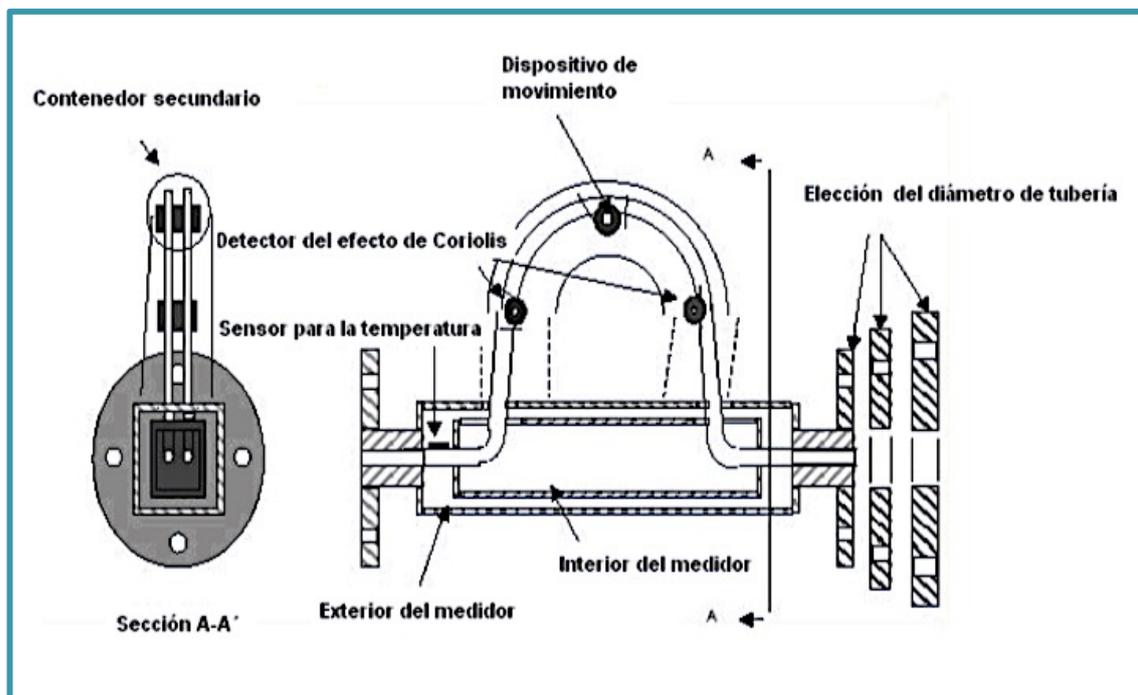
Es la fuerza producida por la rotación de la Tierra en el espacio, que tiende a desviar la trayectoria de los objetos que se desplazan sobre la superficie terrestre. Esta fuerza no sólo aparece durante la rotación de la Tierra sino, en general, para cualquier objeto con masa que se desplaza a una determinada velocidad sobre otro objeto en rotación.

4.8.3 SISTEMA CORIOLIS

Un medidor de Coriolis consiste de un sensor y un transmisor. Un sensor típico Coriolis tiene uno o dos tubos por los que fluye el fluido a ser medido. El tubo o tubos están fabricados para vibrar en sus frecuencias naturales o armónicos por medio de un mecanismo de accionamiento electromagnético. Figura 4.11.

El fluido que fluye genera una fuerza de Coriolis que es directamente proporcional a la tasa de flujo de masa del fluido. La magnitud de la fuerza de Coriolis puede ser detectada y convertida al caudal másico que fluye a través del medidor. El transmisor alimenta el sensor coriolis, procesa la salida del sensor en respuesta al flujo de masa, y genera señales para los accesorios del equipo representando la tasa de flujo.

FIGURA 4.11 ACCESORIOS DE UN MEDIDOR CORIOLIS.



Fuente: Medidores de Caudal y Densidad Tipo Coriolis R Serie de Micro Motilón.

El medidor Coriolis está constituido por dos partes principales, el sensor y el transmisor.

- **Transmisor**

Se considera el cerebro del medidor, ya que es el encargado de enviar y recibir las señales del y hacia el sensor, las consideraciones de diseño, instalación y operación serán detalladas posteriormente.

- **Sensor**

Es un dispositivo recolector de datos que tiene forma de "U", el cual posee dos detectores de movimiento sobre el tubo sensor, estos últimos están encargados de calcular el desfase de onda cuando el fluido atraviesa el medidor. Figura 4.11.

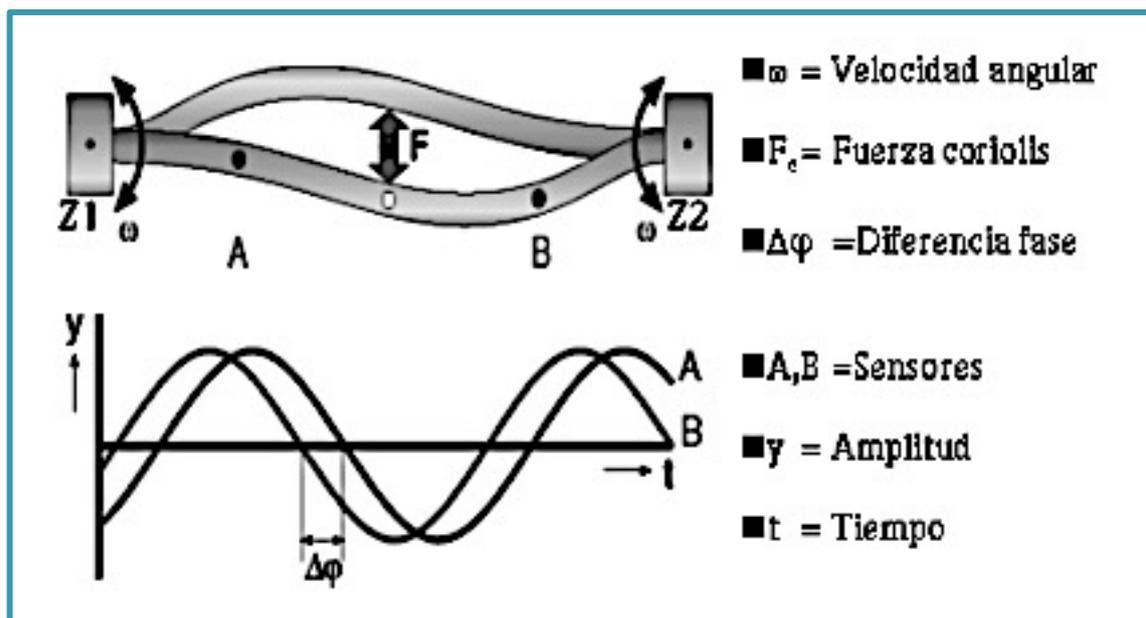
El sensor también posee un dispositivo de movimiento, el cual es el encargado de generar la vibración del tubo sensor bajo una frecuencia determinada.

4.8.4 DESCRIPCIÓN DEL EFECTO CORIOLIS EN UN MEDIDOR DE CAUDAL.

El movimiento de giro que origina la fuerza de Coriolis en la descripción anterior se sustituye en el medidor por un movimiento de oscilación del tubo de medición en su frecuencia de resonancia.

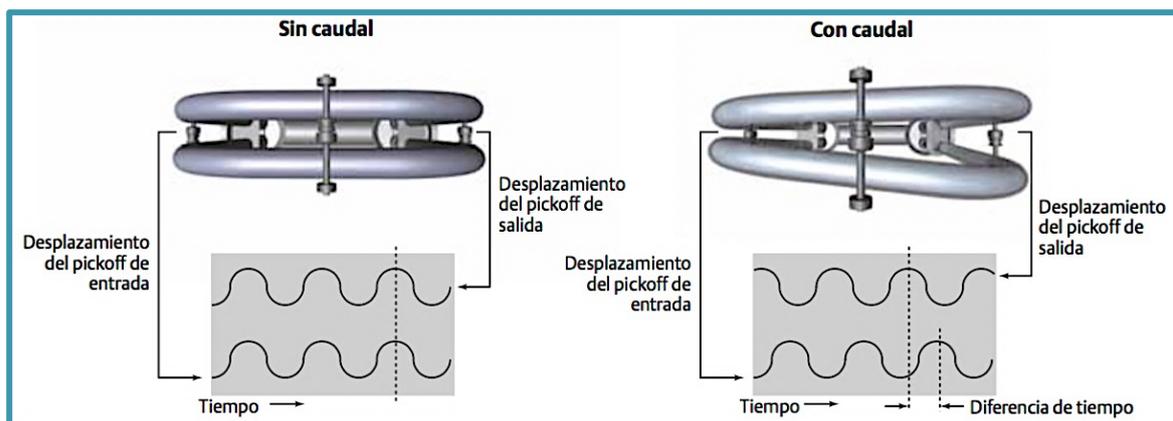
- A caudal cero, cuando el fluido está en reposo, no hay movimiento lineal (Figura 4.12). Por lo tanto, no se observan fuerzas de Coriolis.
- Por el contrario, cuando la masa de fluido circula, el movimiento inducido por la oscilación (equivalente a una rotación) del tubo de medición se superpone al movimiento lineal del fluido en circulación, los efectos de la fuerza de Coriolis "retuercen" los tubos de medición, y los sensores (A, B) a la entrada y a la salida registran una diferencia de tiempos en este movimiento, es decir, una diferencia de fase. Cuanto mayor sea el caudal másico, mayor será la diferencia de fase (Figura 4.12).

FIGURA 4.12 EFECTO CORIOLIS EN EL MEDIDOR DE CAUDAL.



Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2 A.

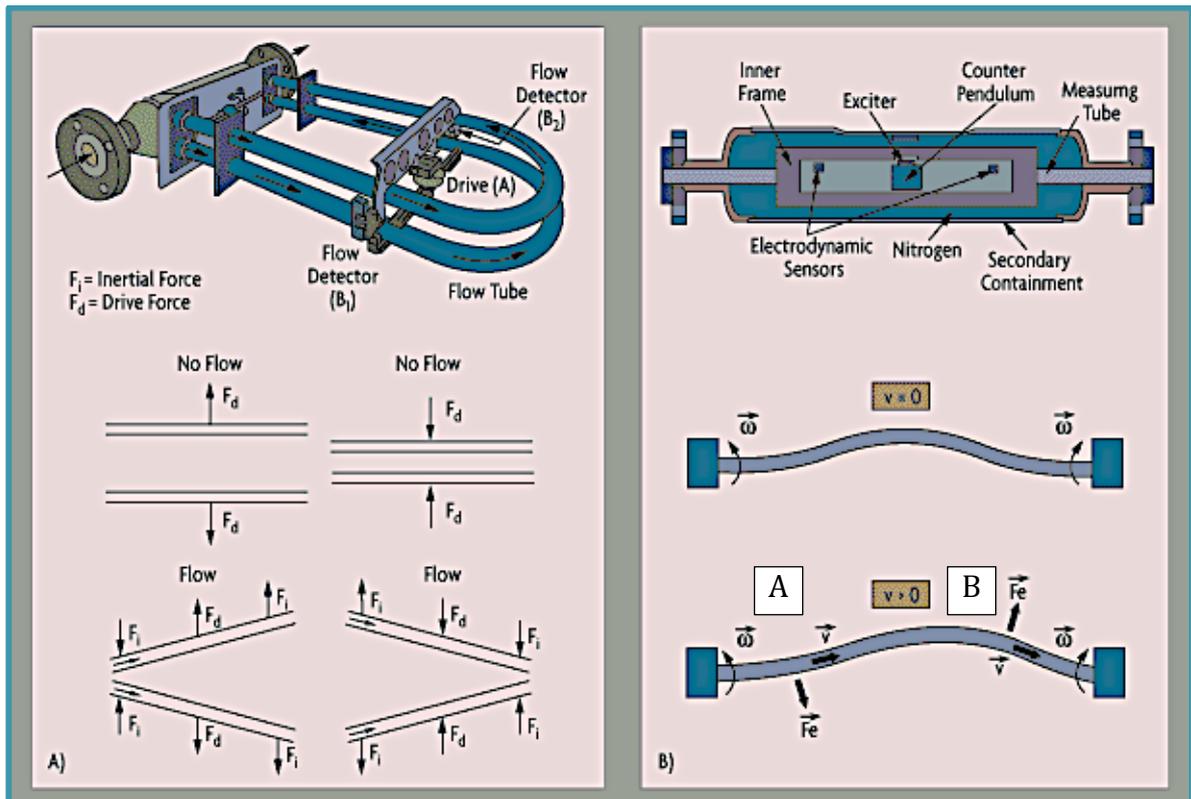
FIGURA 4.13 DESFASE DE ONDA DURANTE LA CIRCULACIÓN DE FLUIDO DEL MEDIDOR CORIOLIS.



Fuente: Medidores de Caudal y Densidad Tipo Coriolis R Serie de Micro Motilón.

Cuando el fluido circula, las partículas de masa se mueven a lo largo del tubo de medición y están sometidas a una aceleración lateral sobrepuesta debida a las fuerzas Coriolis (F_c). A la entrada del tubo, las partículas de experimentan un desplazamiento que las aleja del centro de rotación ($Z1$), y regresan de nuevo al centro ($Z2$) a medida que se aproximan al extremo de salida.

FIGURA 4.14 FUERZA CORIOLIS Y GEOMETRÍA DE OSILACIÓN.



Fuente: Medidores de Caudal y Densidad Tipo Coriolis R Serie de Micro Motilón.

La fuerza coriolis es el resultado del producto entre $\vec{\omega}$ y \vec{V} . La siguiente ecuación permitirá la determinación de esta fuerza.

$$F_c = 2 * m * \vec{\omega} * \vec{V} \quad (4.2)$$

Donde:

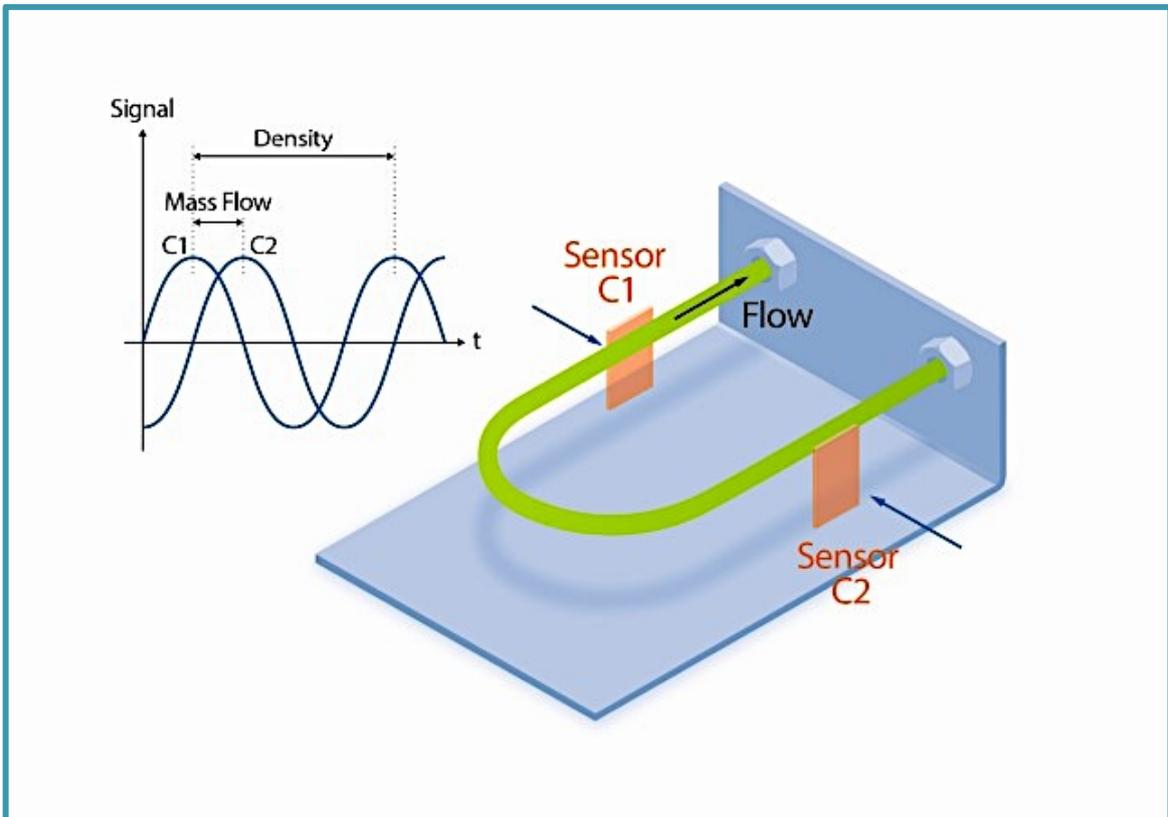
F_c = Fuerza Coriolis

m = Masa del fluido

$\vec{\omega}$ = Velocidad angular alrededor del tubo del eje.

\vec{V} = Velocidad lineal del fluido.

FIGURA 4.15 DESFASE A LA ENTRA Y SALIDA DEL FLUIDO EN EL MEDIDOR CORIOLIS.



Fuente: Medidores de Caudal y Densidad Tipo Coriolis R Serie de Micro Motilón.

Las fuerzas de Coriolis actúan en sentidos opuestos a la entrada y a la salida del tubo de medición, este empieza a "torcerse". Este cambio de geometría en la oscilación inducida en el tubo de medición se registra en los sensores (A,B) a cada extremo del tubo como la diferencia de fase, así se muestra en la Figura 4.15

Esta diferencia de fase ($\Delta\omega$) es directamente proporcional a la masa del fluido y a la velocidad de circulación (v) del mismo; por lo tanto también al caudal másico. En la siguiente ecuación se puede observar la relación mencionada.

$$Q_m = k * D t \quad (4.3)$$

Donde:

$Q_m =$ Rata de flujo másico.

$k =$ Constante.

$Dt =$ Ángulo de fase.

4.8.5 MEDICIÓN DE DENSIDAD DEL FLUIDO CON EL MEDIDOR CORIOLIS.

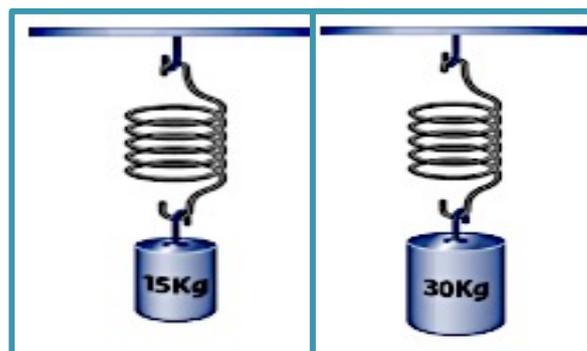
Una aplicación muy importante que ofrece el medidor coriolis es la determinación de la densidad del fluido. Para determinar la densidad del fluido cada fabricante basa el diseño del medidores con el mismo principio del efecto de la fuerza coriolis.

Se tiene que considerar dos aspectos físicos del medidor, el volumen almacenado en el tubo de vibración no cambia durante la operación por lo tanto la única forma para tener un cambio en el flujo de masa es el cambio con el cambio de densidad del líquido.

4.8.5.1 Principio físico para la medición de la densidad de un fluido

La relación entre la masa, la rigidez y la frecuencia natural es la base para medición de densidad en un medidor tipo coriolis. Para entender mejor este principio, consideremos un sistema compuesto por un resorte y una masa, donde cada resorte tendrá la misma constante elástica pero se variara la masa en suspensión en el resorte. Figura 4.16.

FIGURA 4.16 RELACIÓN ENTRE LA MASA Y OSILACIÓN.



Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

En este experimento se puede apreciar que si la masa aumenta la frecuencia natural del sistema disminuye, mientras que si la masa disminuye la frecuencia natural del sistema aumenta.

4.8.5.2 Determinación de la densidad mediante el efecto coriolis

En el sensor de efecto coriolis, los tubos corresponden al resorte. La masa de los tubos y la masa del fluido contenido en ellos corresponden a la masa al final del resorte. Y la rigidez de los tubos es una constante.

Por lo tanto, la densidad del fluido contenido en un volumen fijo de los tubos es la única variable que afecta la frecuencia natural del tubo de vibración. El mismo que vibra a su frecuencia natural gracias a las bobinas del medidor.

Por lo tanto el medidor coriolis basa la determinación de la densidad en el periodo de oscilación del sistema. Es decir la densidad es inversamente proporcional a la frecuencia.

4.8.6 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE UN MEDIDOR CORIOLIS.

4.8.6.1 Consideraciones para el sensor de flujo.

La selección de los sensores de flujo que registren datos confiables y precisos dentro del rango de rendimiento. Es de gran importancia. Ya que estos sensores miden directamente tasa de flujo de masa y densidad.

Todos los demás parámetros se deducen de estas dos medidas. Cabe señalar que el medidor Coriolis tiene una señal de salida basada en la masa y evitará los errores asociados con la medición volumétrica en las corrientes con moléculas de diferentes tamaños.

Considerar el efecto de los siguientes consideraciones en la selección del sensor de flujo para garantizar el mejor rendimiento.

4.8.6.1.1 Configuración geométrica del tubo sensor.

En el mercado cada fabricante tiene diferentes diseños de sensores utilizados en

sus medidores tipo coriolis y cada diseño tiene su configuración en el tubo o tubos de vibración. Pero cada diseño se basa en el mismo principio del efecto de que tiene la fuerza coriolis en el movimiento resultante al moverse un cuerpo sobre una superficie en rotación.

Para la configuración geométrica del tubo de vibración se tiene que considerar el efecto de los siguientes aspectos.

TABLA 4.1 CONSIDERACIONES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DEL MEDIDOR CORIOLIS.

Aspectos físicos en el tubo de vibración	Consideraciones que afectan el rendimiento del Medidor Coriolis.
Caída de presión a través del medidor.	<ul style="list-style-type: none"> • Se puede dar esta caída de presión debido a que el diseño de los medidores reducen el área de flujo transversal. • La viscosidad y densidad del fluido esta directamente relacionado con la caída de presión, debido a la configuración del tubo. • Considere la cantidad de caída de presión permitida por el sensor de flujo con respecto a la caída de presión total permitido en el sistema. Para evitar problemas como los explicados en el siguiente aspecto a considerar.
Susceptibilidad a la erosión, flashing y la cavitación.	<ul style="list-style-type: none"> • La caída de presión generada por no considerar los aspectos anteriores dan como resultando un aumento en la velocidad. Como consecuencia se tendrá una caída de presión posibilitando que la presión del fluido alcance la presión de vapor del fluido. Produciéndose el efecto de cavitación que el causante de la erosión en el interior del medidor.

	<ul style="list-style-type: none"> • La fenómeno de cavitación reduce el rendimiento es decir la presión de la medición.
<p>Tasas de flujo máximas y mínimas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Considerar este aspecto reducirá la probabilidad en la generación de la cavitación del fluido. • El rango de flujo permitido por el fabricante tiene que ser respetado. Preguntar procedimientos para determinar estos aspectos es una buena practica a aplicar en la medición.
<p>Taponamiento</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Considerar el tipo de fluido y caudal, para el cual es diseñado el medidor con el fin de tener un buen drenaje de los contaminantes que pueda tener el fluido y evitar una reducción en el rendimiento y vida útil del medidor. • Diferentes configuraciones geométricas de tubo pueden ser más o menos probable para promover la acumulación de sedimentos o parte del revestimiento interior dentro de los tubos.

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

4.8.6.1.1.1 Flashing y Cavitación

Estos fenómenos físicos, se producen en el medidor o en la línea de flujo están relacionados ya que la generación del flashing conlleva a la cavitación del fluido. Se puede definir como flashing, al fenómeno que se da en las líneas de corriente dentro del flujo del fluido. Estas líneas pueden tener diferentes velocidades dependiendo de la superficie de contacto esto produce un aumento en la velocidad produciendo de esta forma líneas de presión diferentes.

La caída depresión que se tiene entre las líneas de corriente en el flujo del fluido dan como resultando caídas de presión que pueden hacer que el fluido alcance su presión de vapor. Generando burbujas del mismo líquido las mismas que viajan y al pasar a sectores de mayor presión generan implosiones produciéndose de esta

forma la cavitación.

Una pauta que se puede usar es la de mantener la presión en la salida del metro por encima de la presión de la presión de vapor. Para algunos productos de alta presión de vapor, tales como Etileno y Etano con alta pureza, esta consideración puede no ser suficiente.

4.8.6.1.2 Material del tubo sensor.

Es importante considerar dos aspectos importantes para seleccionar el material.

- La selección del material depende de las propiedades del fluido, tales como corrosividad y la ausencia o presencia de materiales abrasivos.
- Considere la posibilidad de combinaciones de la corriente que fluye. Posibles contaminantes como el agua de prueba hidrostática o aire que queda después de la construcción para hacer frente a la compatibilidad del material.

4.8.6.1.3 Exactitud del sensor de flujo.

La precisión del medidor estar afectada por la variación o no cumplimiento de los siguientes parámetros:

- La precisión del sensor de flujo es una función de la velocidad de flujo másico a través del sensor. La incertidumbre aumenta a medida que se aproxima a cero velocidad de flujo.
- Las variaciones en la presión de la línea pueden afectar la precisión del sensor.
- El rendimiento del medidor puede tender a deteriorarse con el espesor de la pared del tubo medidor y aumento de diámetro.
- También puede afectarse por cargas externas de la tubería y vibraciones en el sistema.

- Cada diseño individual tendrá una sensibilidad diferente a soportar cambios en caudal, vibración, presión de trabajo y temperatura ambiente.

Consulte con el fabricante sobre el rendimiento y los límites para evitar el error del medidor. Esto para tener una exactitud aceptable en la medida del volumen.

4.8.6.1.4 Rango de presión de trabajo.

El sensor de flujo debe tener un rango de presión adecuada para el servicio y el sistema de tuberías en el que está instalado. Estos límites máximos y mínimos de presión tienen que ser los extremos para que presiones de trabajo y las presiones experimentadas durante condiciones de funcionamiento anormales, tales como paros de flujo y mantenimiento, no dañen o reduzcan la vida útil del medidor.

4.8.6.1.5 Alimentación Eléctrica.

Tener en cuenta los requisitos de energía para el sensor de caudal y el transmisor al diseñar el sistema de señal eléctrica para proporcionar la fidelidad y la seguridad apropiada. Sin descuidar la afectación por interferencia eléctrica tanto en las instalaciones internas como interferencias externas.

4.8.7 CONSIDERACIONES TRANSMISOR CORIOLIS

En la siguiente matriz se mostrara cada consideración que se tiene que hacer para el transmisor coriolis.

TABLA 4.2 CONSIDERACIONES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DEL MEDIDORES CORIOLIS.

Consideración	Consideraciones que afectan el rendimiento del Medidor Coriolis.
Medio Ambiente	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura y humedad mínima y máxima a la cual va estar expuesto el transmisor.
Alimentación	<ul style="list-style-type: none"> • Alimentación eléctrica necesaria para la lectura

Eléctrica	del medidor continuo o intermitente.
Operación	<ul style="list-style-type: none"> • El tamaño físico del transmisor Coriolis. • Medios de configuración (teclado, portátiles, memorias EPROM). • Parámetros de pantalla. • Facilidad de conexiones eléctricas. • Facilidad puesta a cero y los cambios de parámetros.
Señales de entrada y salida	<ul style="list-style-type: none"> • Seguridad de lecturas. • Seguridad del sistema de transmisión eléctrica. • Compatibilidad con el sensor. • Disponibilidad de entradas digitales para iniciar / detener la totalización. • Habilidad para manejar las salidas de control de alarmas o para señalar la inversión del flujo.

4.8.8 CONSIDERACIONES GENERALES EN EL DISEÑO

En general se tiene que considerar aspectos exteriores que pueden influenciar un fallo en la exactitud de la medición. Para esto se presenta la siguiente tabla en la que se considerada otros aspectos necesarios en el medidor de flujo tipo coriolis.

TABLA 4.3 CONSIDERACIONES GENERALES DEL DISEÑO

Consideración	Consideraciones que afectan el rendimiento del Medidor Coriolis.
Tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Para rangos de fluido elevados se puede utilizar varios medidores en paralelo para evitar el aumento de área transversal. Esta aplicación permite aislar ciertos medidores con propósitos de prueba. • El efecto de la turbulencia del fluido y perfiles de

	<p>velocidad no uniformes causados por configuración de tuberías antes y después del medidor afectan el rendimiento del mismo. Este efecto puede diferir de en cada diseño.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Termómetros tienen que ser instalados próximos al sensor de flujo para asegurar que la temperatura sea la representativa del sistema de medición. • Coladores serán instalados antes del medidor para evitar que el mismo sea obstruido.
<p>Válvulas</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Es preferible tener válvulas de cierre situadas antes y después del medidor para bloquearlo durante la verificación del cero. Como mínimo, una válvula de bloqueo situado aguas abajo del medidor se requiere. • Todas las válvulas que podrían afectar a la medición deberán estar diseñados para que no se admita el aire. • Para protegerse de golpes de ariete, así como de las presiones excesivas causadas por la expansión térmica del fluido cuando la instalación no está en funcionamiento. Una válvula de alivio, si se utiliza, no se debe instalar entre el probador y el medidor Coriolis.
<p>Facilidades de prueba</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Las instalaciones deben ser proporcionados para probar el medidor bajo condiciones lo más parecidas a las condiciones normales de funcionamiento. Estabilidad de la temperatura, presión, caudal, y la composición del producto es normalmente para alcanzar aceptable prueba de la repetibilidad. • Proveer tanto de facilidades que permitan la realización de prueba tanto automático como

	manual.
Montaje	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir las recomendaciones referidas por el fabricante. Considerar el apoyo del sensor, la alineación de las bridas de entrada y de salida con el sensor, y la orientación del sensor (vertical u horizontal, ascendente o descendente).

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

4.8.9 OPERACIONES CON MEDIDORES TIPO CORIOLIS

Para el inicio de operaciones es necesario considerar algunos factores para un buen funcionamiento del medidor. Con el fin de obtener la mayor exactitud en las medidas realizadas ya sea de la masa, densidad o volumen por unidad de tiempo.

4.8.10 REDUCCIÓN A CERO DEL VALOR REGISTRADO POR EL MEDIDOR.

Cuando se tiene un flujo igual a cero el medidor debería registrar cero en todas sus mediciones, pero algunas veces esto no sucede por que es necesario calibrar el valor a cero. Este tipo de fluctuaciones pueden aparecer por el desplazamiento de fase entre las pickoffs sensor. Otra fuente de esta señal de cambio de fase distinto de cero puede ser el ruido mecánico, las fluctuaciones dentro del transmisor Coriolis, o una combinación de los dos.

4.8.10.1 Procedimiento para reducir el valor a cero (Zeroing).

Como parte del procedimiento de inicio normal para un medidor de Coriolis, un procedimiento se sigue que establece el valor almacenado de cero en condiciones de no fluido.

La reducción a cero inadecuada dará lugar a un error de medición. Con el fin de poner a cero el medidor Coriolis, no debe haber ningún flujo a través del sensor de flujo. El sensor debe ser llenado con el líquido a medir en condiciones típicas de operación.

El siguiente procedimiento será aplicado para la reducción a cero:

- Abrir la válvula de paso si está equipado.
- Detener el flujo a través del sensor mediante el cierre de la válvula de bloqueo y purga. Asegurar la integridad del sello.
- Cierre de la válvula de flujo si se proporciona.
Nota: El bloqueo en el sistema puede dar lugar a presiones elevadas si la temperatura se eleva.
- Siga el procedimiento de reducción a cero según lo especificado por el fabricante.

Los errores que surgen a partir de un cambio en el cero off-set observado desde su valor inicial de cero después de la finalización de la reducción a cero pueden ser difíciles de caracterizar o predecir.

Las principales fuentes de este error son los cambios en las tensiones en el tubo, por lo general causada por las variaciones en la temperatura, presión o densidad, o cambios en las condiciones de configuración, como resultado de las prácticas de instalación malas.

4.8.11 EFECTOS DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO EN LA OPERACIÓN E INSTALACIÓN

Las propiedades de los fluidos que va a manejar el medidor tienen que ser conocidas para la correcta selección del sensor a utilizar. La viscosidad y la densidad afectan en el rendimiento del medidor si se presenta un cambio brusco de las mismas.

Cambios en la densidad del fluido puede dar lugar a un cambio en el valor cero, lo que puede afectar a la precisión del medidor. Un cambio significativo en la densidad del fluido, según lo determinado por las pruebas, puede requerir la reposición a cero y la re-calibración del medidor.

La viscosidad del fluido puede afectar al rendimiento del medidor pero en un menor porcentaje. Sin embargo, fluidos de alta viscosidad pueden afectar al funcionamiento debido que se puede producir una mayor caída de presión. Para solucionar este problema es recomendable reducir el caudal con el cual se esta

manejando el medidor,

4.8.11.1 Condiciones del medidor durante la instalación.

Se presentara la siguiente tabla con las condiciones de trabajo y el efecto que tienen sobre el rendimiento del medidor coriolis.

TABLA 4.4 CONDICIONES DEL MEDIDOR DURANTE LA INSTALACIÓN.

Variable	Consideraciones durante la instalación
Vibraciones	<ul style="list-style-type: none"> • Aunque los medidores coriolis son diseñados para que no sean afectados por las vibraciones. Considerar vibraciones con frecuencias cercanas a la frecuencia con la que se maneja el sensor. • El sensor tiene que ser instalado alejado de fuentes de este tipo de fuentes de vibración o instalar medidas de mitigación para eliminar su efecto.
Interferencia entre Sensores Múltiples	<ul style="list-style-type: none"> • Sensores del mismo tamaño y el modelo que operan a frecuencias similares, pueden transmitir energía vibratoria a medidores adyacentes. Esto puede causar errores de medición.
Fatiga mecánica	<ul style="list-style-type: none"> • El sensor es susceptible a fatiga axial, radial y esfuerzos de torsión durante la instalación en la tubería.
Interferencia electromagnética y radiofrecuencia	<ul style="list-style-type: none"> • Los campos magnéticos fuertes podrían afectar a las señales electromagnéticas procedentes del sensor. • El sensor del medidor y la electrónica no deben instalarse cerca de la frecuencia de radio o fuentes de interferencias electromagnéticas como motores de frecuencia variable, transformadores,

	<p>transmisores de radio, o cables de alta tensión.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El cable que conecta el sensor y transmisor no debe instalarse cerca de cables de alta tensión
--	--

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

4.8.11.2 Condiciones del medidor durante la operación.

Se presentara la siguiente tabla con las condiciones de trabajo y el efecto que tienen sobre el rendimiento del medidor coriolis.

TABLA 4.5 CONDICIONES DEL MEDIDOR DURANTE LA OPERACIÓN.

Variable	Consideraciones durante la operación
Rata de flujo	<ul style="list-style-type: none"> • Medidas de densidad son afectadas debido al efecto de la vibración. Esta variación tiene que ser compensada cada vez que exista variación en caudal.
Temperatura del fluido	<ul style="list-style-type: none"> • Variaciones afectan la elasticidad del tubo de vibración y a la densidad del fluido, • Estos dos problemas combinados pueden ocasionar problemas de medición cero en el medidor. • La exactitud de la medición dependerá del diseño del medidor. Es decir del rango de temperatura en la cual la exactitud del medidor no es afectada.
Presión del Fluido	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios significativos en la presión pueden afectar la frecuencia de vibración natural del tubo vibratorio. • La sensibilidad a las variaciones de presión aumentan con las dimensiones del sensor.
Flujo de múltiples fases	<ul style="list-style-type: none"> • Este efecto afecta directamente la exactitud de las mediciones. Tendrá que ser reducido o eliminado mediante la correcta utilización de presión y caudal

	de operación.
Flashing y cavitación	<ul style="list-style-type: none"> • Configuración geométrica del tubo de vibración y diseño del sensor pueden generar áreas de baja presión. • Conocer bajo que parámetros se tienen que manejar presiones cercanas a la presión de vapor del fluido manejado.
Erosión y Corrosión del sensor d flujo	<ul style="list-style-type: none"> • Estos dos problemas afectan el espesor del tubo de vibración, afectando de esta forma la exactitud. • La compatibilidad o el conocimiento del tipo de fluido a medir es imprescindible para aumentar la vida útil del medidor.

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

4.8.11.3 Consideraciones para cambiar el cero guardado en el valor del medidor (reposición a cero).

El valor cero almacenado es utilizado por el transmisor para cálculos de masa o volumen bruto del líquido que atraviesa el medidor. Por lo tanto una verificación frecuente es necesaria para asegurar que el valor de cero almacenada este dentro de los límites definidos.

La verificación del valor almacenado cero requiere que el flujo a través del medidor sea detenido y luego la tasa de flujo indicada bajo esta condición ser monitoreado.

La desviación del cero observado se ve afectada por:

- Condiciones de instalación del sensor de flujo.
- Temperatura del fluido.
- Presión del fluido.
- Temperatura ambiente en el transmisor Coriolis.
- Cambio de transmisor o el sensor de Coriolis.

Cuando se tiene una desviación mínima, la exactitud del medidor se afectada mínimamente si se opera al máximo caudal del medidor o al caudal optimo especificado por el fabricante.

El error asociado con el cero almacenado se puede calcular con la siguiente ecuación.

$$Err_0 = \frac{q_0}{q_f} * 100 \quad (4.4)$$

Donde:

$Err_0 =$ Cero error [%]

$q_0 =$ Caudal a cero observado.

$q_f =$ Caudal durante una operacion normal.

4.8.12 CALIBRACIÓN DE MEDIDORES CORIOLIS.

Problemas mecanismos sean estos en la fabricación, instalación o en la operación misma, puede causar inexactitud en las lecturas resultantes de los medidores, es necesario entonces determinar factores de corrección que permitan realizar ajustes a las lecturas del medidor, estos factores de corrección son llamados Factores del medidor o meter factor MF, y son calculados con la calibración del equipo mediante comparación de las lecturas originadas por el medidor en un tiempo establecido frente a un volumen conocido de un equipo de calibración.

4.8.12.1 Términos de calibración de un medidor.

Dos términos utilizados para definir la exactitud de un medidor son la repetibilidad y la linealidad del medidor.

4.8.12.2 Repetibilidad y linealidad del medidor.

La repetibilidad es la proximidad entre dos valores sucesivos medidos bajo las mismas condiciones, es decir utilizando los mismos instrumentos y entre tiempos cortos para cada toma de valor. Por otro lado la linealidad se la define como la

capacidad del medidor para mantener el factor de calibración casi constante.

Para asegurar que los datos tomados tanto de repetibilidad como de linealidad es necesario mantener un flujo constante bajo las mismas condiciones en cada toma de valores.

4.8.13 FACTOR DEL MEDIDOR (METER FACTOR).

Es un valor adimensional que corrige errores en las medidas del medidor ocasionados por variables como temperatura, presión, viscosidad y gravedad. Se define como la relación entre volumen corregido del probador GSV_p y el volumen corregido del medidor ISV_m durante el proceso de prueba. Ecuación 4.5.

$$MF = \frac{GSV_p}{ISV_m} \quad (4.5)$$

Donde

$GSV_p =$ Volumen corregido del probador.

$ISV_m =$ Volumen corregido del medidor.

Para determinar el factor de cada medidor es necesario determinar GSV_p y ISV_m .

4.8.13.1 Volumen corregido del probador y del medidor.

Para determinar los valores corregidos tanto del volumen del medidor como del probador estos valores tienen que ser corregidos por los efectos de presión y temperatura.

4.8.13.2 Factores de Corrección

El factor de corrección por efecto de la temperatura tendrá incidencia directa sobre la densidad del fluido.

- Para el factor de CTL_p , utilizar la temperatura promedio del probador.
- Para el factor de CTL_m , utilizar la temperatura promedio del medidor.

El factor de corrección debido al efecto de la presión sobre la densidad del líquido.

El mismo que es directamente proporcional tiene que ser determinado con sus respectivas presiones.

- Para el factor CPL_p , se utiliza la presión promedio del probador.
- Para el factor CPL_m , se utiliza la presión promedio del medidor.

El factor de corrección por efectos de la presión y la temperatura sobre el material se denomina CPS y CTS respectivamente. Estos determinaran la corrección por el tipo de material del cual fue fabricado el probador.

Por presión:

$$CPS_p = \left[1 + \frac{(P_p * ID)}{E * WT} \right] \quad (4.6)$$

Donde:

$P_p =$ Presión en el probador [psi].

$ID =$ Diametro interno nominal [in].

$WT =$ Espesor de la pared del probador.

$E =$ Elastisidad del material. API MPMS 12 Seccion 2. Tabla 2

Por temperatura:

$$CPS_p = [1 + (T_p - 60) * Gc] \quad (4.7)$$

Donde:

$T_p =$ Temperatura del probador [°F].

$Gc =$ Coeficiente de expansión termica.

Para minimizar los errores de precisión y redondeo ocasionados al multiplicar en las secuencias de los cálculos se utilizarán factores de corrección combinados.

El factor de corrección combinado para el probador se denomina CCF_p :

$$CCF_p = CTL_p * CPL_p * CPS_p * CTS_p \quad (4.8)$$

El factor de corrección combinado para el medidor se denomina CCF_m :

$$CCF_m = CPL_m * CTL_m \quad (4.9)$$

Para determinar el valor observado en el medidor, se determina mediante la diferencia entre la lectura final MR_c y MR_o del medidor de flujo.

$$IV = MR_c * MR_o \quad (4.10)$$

y aplicando el factor de corrección combinado del medidor tendremos el volumen corregido del medidor.

$$ISV_m = IV * CCF_m \quad (4.11)$$

Ahora para determinar el volumen corregido del probador se utilizará el factor de corrección combinado del probador.

$$GSV_p = BPV * CCF_p \quad (4.12)$$

Donde:

$BPV = \text{Volumen del probador.}$

4.8.14 PROBADORES

Un probador tiene como función verificar el volumen registrado por el medidor, mediante la comparativa entre el valor registrado por el medidor y el valor certificado del probador.

Existen varios tipos de probadores, entre los principales tenemos.

- Probadores convencionales de desplazamiento mecánico.
- Probadores para volúmenes pequeños.
- Probadores volumétricos o tanques.
- Medidores Maestros.

De este grupo los probadores, los que generalmente se utilizan son los de desplazamiento mecánico, estos son utilizados en la calibración de la mayor parte de medidores.

Toda la información para el diseño y normas que se tendrán que tomar en consideración en una operación de calibración estarán especificadas en el MPMS, como se explica en la siguiente lista.

- API MPMS CAPITULO 4, SECCIÓN 2, PIPE PROVER'S.
- API MPMS CAPITULO 4, SECCIÓN 3, SMALL VOLUMEN PROVER'S.
- API MPMS CAPITULO 4, SECCIÓN 4, TANK PROVER'S.
- API MPMS CAPITULO 4, SECCIÓN 5, MASTER METER.

4.8.14.1 Probadores utilizados para la calibración de medidores máscicos tipo coriolis.

Los medidores máscicos tipo coriolis al igual que los medidores volumétricos pueden ser calibrados mediante la utilización de probadores bidireccionales que fueron explicados anteriormente en este capítulo. Los probadores recomendados para la calibración de medidores máscicos tipo coriolis son los probadores volumétricos y probadores gravimétricos cuyos procedimientos se detalla en el manual de ECO-PETROL (ECP-VIN-P-MBC-PT-048), Procedimiento para calibración de medidores coriolis en masa con probador volumétrico y ECO-PETROL (ECP-VIN-P-MBC-PT-058), Procedimiento para la Calibración de Medidores de Flujo Coriolis por el Método Gravimétrico. Estos dos procedimientos siguen las recomendaciones del Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS).

Uno de los probadores tipo volumétrico es el probador bidireccional, el funcionamiento del mismo fue explicado anteriormente. En esta sección se explicara el funcionamiento de un probador gravimétrico que también es utilizado para la calibración de medidores másicos tipo coriolis.

4.8.14.1.1 Sistema de calibración por método gravimétrico.

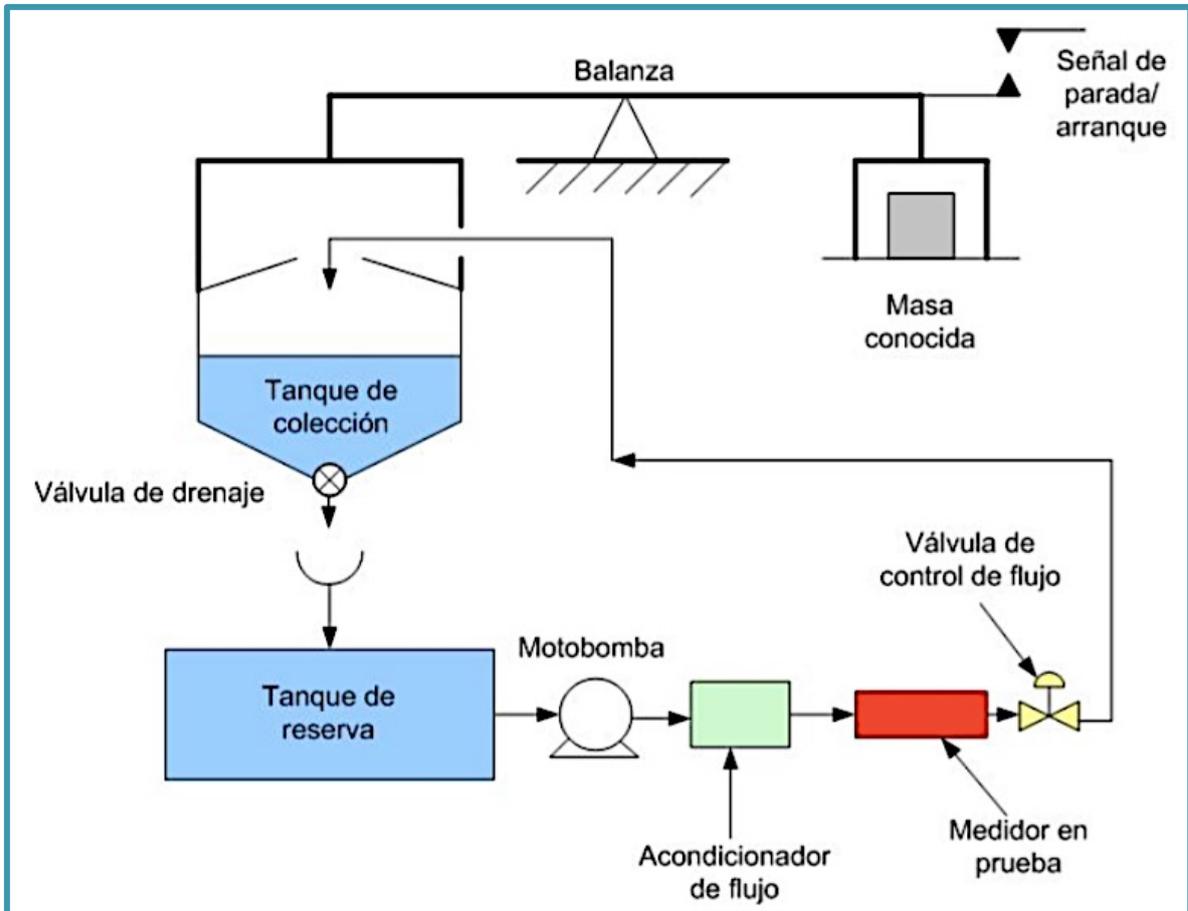
Mediante la utilización del método gravimétrico, el caudal es determinado a través de una relación matemática conociendo las variables de masa, tiempo y temperatura. La masa es determinada por balanzas que registran el peso de un tanque en donde se colecta el fluido durante un determinado período de tiempo.

El método gravimétrico tiene la ventaja de ofrecer mayor precisión en la medición debido a la alta resolución que se puede conseguir con la balanza. La medición del caudal con este método se puede realizar utilizando el principio dinámico de medición que es el utilizado para la reducción del tiempo durante las operaciones de calibración del medidor.

4.8.14.1.2 Funcionamiento del método gravimétrico utilizado en probadores para la calibración de medidores.

La utilización del sistema gravimétrico dinámico está compuesto generalmente por un circuito hidráulico, un cronómetro y una balanza acoplada con un tanque de colección. La medición de flujo se inicia, según el esquema mostrado en la Figura 4.15, cuando cierta masa predeterminada inicial es colocada al otro extremo de la balanza y la válvula de drenaje es cerrada. Cuando la masa del tanque y el líquido colectado causan el balance, una señal activa un cronómetro. Mientras el tanque es llenado, se incrementa la masa en el lado opuesto de la balanza. Cuando la masa en el tanque iguala la masa predeterminada final, una señal detiene el cronómetro. El caudal es determinado por relaciones matemáticos.

FIGURA 4.17 DIAGRAMA DE UNA INSTALACIÓN CON SISTEMA GRAVIMÉTRICO DINÁMICO.



Fuente: Medidores de Caudal y Densidad Tipo Coriolis R Serie de Micro Motilón.

Los medidores Coriolis se calibraron en modo de masa siendo el agua el fluido de trabajo. En el sistema estático de pesado, mide el caudal másico colectando una masa de agua en un tiempo determinado, para ello cuenta con un tanque de almacenamiento soportado en tres celdas de carga, una válvula desviadora de flujo y un sistema de control que sincroniza la válvula desviadora de flujo, la señal del medidor y el conteo de tiempo. Una vez instalado el medidor en el sistema, se regula un caudal, cuando éste se estabiliza y se logra el equilibrio térmico, entonces el sistema de control acciona la válvula desviadora de flujo y comienza a recibir la señal del medidor y se inicia la medición de tiempo; cuando se alcanza un valor predeterminado de masa en el tanque de almacenamiento el sistema de control acciona la válvula para desviar el flujo de agua hacia la cisterna de

drenado y se detiene la medición de tiempo y la recepción de la señal del medidor; antes de realizar las mediciones de masa final y de las condiciones ambientales, se da un tiempo de estabilización en el tanque, para posteriormente realizar las correcciones y determinar el factor de calibración del medidor bajo prueba.

La precisión es determinada por la precisión de la balanza y de los mecanismos electrónicos de medición del tiempo. Su desempeño se ve afectado por cambios en la fuerza de impacto en el tanque de colección, por las ondas que se producen dentro del tanque y por los cambios en el tiempo de actuación de la balanza debido a las diferencias en masas en las condiciones de arranque y parada. Por esta razón, el método es normalmente usado para bajos caudales. Se utiliza para calibrar principalmente medidores que generan pulsos en el fluido, como lo son los de desplazamiento positivo y coriolis.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DEL REEMPLAZO DE MEDIDORES DINÁMICOS DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO POR MEDIDORES MÁSICOS TIPO CORIOLIS UTILIZADOS EN LAS UNIDADES (LACT) DEL CAMPO SINGUE.

5.1 INTRODUCCIÓN.

En el presente capítulo se realizará el análisis técnico – económico de los medidores de transferencia de custodia de hidrocarburos, desplazamiento positivo y másicos tipo coriolis. El análisis técnico se lo realizará tomando en consideración las características del fluido que registra el historial de producción del campo singue, las características técnicas dadas por los fabricantes para este, y el tipo de producción que se tiene en el campo singue. El análisis económico considera la compra, instalación y mantenimiento que se tiene que dar al medidor para asegurar un correcto funcionamiento del mismo.

La selección del tipo de medidor de flujo a utilizar es una labor complicada, debido a los diferentes diseños y tecnologías. Para hacer una selección correcta se deberán determinar previamente los parámetros del medidor y de la aplicación respectiva. Para eso se tienen que considerar los siguientes factores:

- Propiedades físicas y químicas del líquido.
- Ratas de flujo esperadas o requeridas.
- Rangos de temperatura y de presión.
- Temperaturas ambientales.
- Duración de la operación (continua o por baches).
- Localización del medidor.

- Accesibilidad para mantenimiento y calibración.
- Consideraciones de seguridad.
- Exactitud requerida.
- Presupuesto de compra.

5.2 CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS REQUERIDOS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN EL CAMPO SINGUE.

Para la selección del tipo de medidor se debe considerar la viscosidad, densidad y temperatura que posee el líquido, ya que existen equipos que son más exactos según las variables que posea el líquido, también es necesario analizar el comportamiento del factor del medidor frente a la tasa de flujo (Tabla 5.1).

TABLA 5.1. CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO SINGUE

CAUDAL DE OIL [bls/día]	CAUDAL DE AGUA [bls]	BSW [%]	μ [cP]	° API
4324	1853	30%	1.85	27,8

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

5.2.1 PRODUCCIÓN ACUMULADA CAMPO SINGUE.

La Tabla 5.2 detalla la producción acumulada, misma que es entregada y fiscalizada en la unidad LACT de la estación Marian 4.

Esta producción es proveniente de 7 pozos perforados que están en producción en el campo Singue – Bloque 53. Estos pozos son: (SB - 2 "TS", SB - 3 "TS", SB – 4 "TS", SB – 5 "H", SB – 6 "TS", SB - 7 "TS", SB - 9 "TS").

Donde:

TS, Arena T Superior

H, Hollín.

TABLA 5.2 PRODUCCIÓN MENSUAL FISCALIZADA Y ENTREGADA POR EL CAMPO SINGUE.

Fecha	Producción [bls]
ene-14	60713
feb-14	63120
mar-14	75422
abr-14	76466
may-14	76685
jun-14	75312
jul-14	86156
ago-14	153619
sept-14	150882
oct-14	165216
nov-14	178412
dic-14	195398
ene-15	224147
feb-15	208747
mar-15	226064
abr-15	209169
may-15	202450
jun-15	181146
jul-15	176289
ago-15	164800
sept-15	150461
oct-15	154154
nov-15	136615
dic-15	130838
ene-16	153833
feb-16	119751
mar-16	117419

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).

El valor de 4324 [bls/día] con el cual se va a trabajar para el análisis económico es un valor promedio diario tomado del mes de enero del 2016.

5.2.2 CARACTERIZACIÓN DEL PETROLEO Y GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO SINGUE.

Los resultados que se van a tabular en la Tabla 5.3, son obtenidos del análisis PVT de realizado a los fluidos obtenidos de la arena U.

En este intervalo de 16 ft se encontró una saturación de agua (S_w) de 0,3% a una temperatura de fondo de 206 °F.

TABLA 5.3 RESULTADOS ANÁLISIS PVT ARENA NAPO (U).

Parámetros PVT	Arena Napo U
Presión Inicial, (P_i)	2700 [psi]
Presión Fondo Fluyente, (P_{wf})	1826 [psi]
Presión de Burbuja, (P_b)	780 [psi]
Temperatura Fondo, (T_y)	200 [°F]
Saturación de Petróleo (GOR)	238 [pc/bls]
Factor Volumétrico (β_o)	1.14
Densidad (ρ_o)	0.7857 [lbs/bls]
Viscosidad (μ_o)	1.85 [cP]

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.
Fuente: Gente Oil.

También existe un análisis realizado por Petroproducción mediante un cromatógrafo los resultados serán tabulados en las Tabla 5.4. El fluido utilizado para este análisis es de la arena T superior.

TABLA 5.4 COMPOSICIÓN MOLECULAR DEL GAS.

Compuesto	% Mol
N2	1.45
C1	17.71
CO2	34.21
C2	7.40
C3	16.30
C4	4.46
nC4	9.66
iC5	2.91
C5	3.27
C6	1.06
C7	1.57

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.
Fuente: MSc. Guillermo Guerra.

5.2.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN CAMPO SINGUE.

Habiendo restablecido su producción en 2013 este campo es prácticamente nuevo. A 2014 tenía en producción 4 pozos los cuales reportaban un BSW de 0,6% y una Relación Gas Petróleo de 180 [pc/bls].

El flujo que realiza el petróleo es salir del cabezal al manifold para luego pasar a la bota de gas en la cual se separa el petróleo del gas, el gas es quemado en la mecha. El petróleo pasa a reposar en tanques de almacenamiento en los cuales se realiza la separación de las fases por diferencia de densidades.

La fiscalización del petróleo se la realiza en el punto de entrega y fiscalización establecido por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH). Estos puntos dependen del tipo de fiscalización realizado, la fiscalización dinámica se realiza en la estación Marian 4 en la unidad LACT instalada en esta estación.

Dentro del campo singue en la locación Singue A se tiene un manifold, 9 tanques de almacenamiento cada uno con una capacidad de 500 Barriles. Mientras que en la locación Singue B se tiene un manifold, 8 tanques de almacenamiento de 500 barriles de capacidad y la respectiva bota de gas.

Actualmente se tiene en producción 8 pozos con un corte de agua aproximado de 24% y una Relación Gas Petróleo de 220 [pc/bls]. La fiscalización es realizada en la estación Marian 4 en la cual se realizara el reemplazo del medidor de desplazamiento positivo por el medidor másico tipo coriolis, el análisis técnico económico realizado por los autores de este estudio esta detallado en las siguientes consideraciones.

5.3 ANÁLISIS TÉCNICO.

Los equipos de medición automática (medidores), para poder ser seleccionados, deberán ajustarse a un conjunto de Normas Técnicas inscritas en el MPMS, por esta razón fue necesario realizar el estudio minucioso de cada una de las normas para cada tipo de medidor en el capítulo IV de este proyecto, para de esta forma conocer los factores que deben ser tomados en cuenta en el momento de seleccionar los equipos. En este análisis técnico se realizará una comparativa entre las propiedades del fluido que es producido en el campo singue junto con los requerimientos que presente la producción y las característica metrológicas de cada medidor.

Debido a las instalaciones de superficie que presenta el Campo Singue, es necesario la utilización de medidores de 4 in de diámetro, para este diámetro se buscarán las especificaciones de cada medidor.

5.3.1 MEDIDOR DE FLUJO DESPLAZAMIENTO POSITIVO.

El medidor de desplazamiento permite la contabilización de volúmenes conocidos, los mismos que serán sumados para obtener el total de flujo que atraviesa el medidor de custodia. Este tipo de medidores son los más utilizados en la medición

de custodia de hidrocarburos en los puntos de fiscalización en el Ecuador. Se analizarán dos medidores de diferentes fabricantes.

En la siguiente Tabla 5.5 se sintetizará las especificaciones del medidor de desplazamiento positivo dadas por el constructor.

TABLA 5.5 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.

Fabricante: FMC Technologies – Modelo Smith Meter F4	
Exactitud	± 0.25 % del Flujo
Repetibilidad	± 0.02% del Flujo
Rangeabilidad	10:1
Diámetro [in]	4
Flujo Máximo [barriles/hora]	858
Presión [psi]	1480
Rango de temperatura [°F]	- 20 hasta 200
Máxima Viscosidad	1000 cp.
Desgaste de partes	Si
Sensibilidad al perfil de flujo	Si
Caída de presión	Alta
Tolerancia a las vibraciones	Si
Tolerancia al ruido acústico	Si

Fuente: Catalogo FMC – TECHNOLOGIES
Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

5.3.1.1 Ventajas del medidor de desplazamiento positivo.

- Buena exactitud
- Amplio rango de medida
- Buena repetibilidad
- Buen comportamiento para fluidos muy viscosos
- Buen comportamiento para fluidos con condiciones cambiantes
- Medida directa de caudal volumétrico

5.3.1.2 Desventajas del medidor de desplazamiento positivo.

- Alto costo para grandes tamaños (>6")
- Alta pérdida de carga
- Mal funcionamiento para fluidos sucio (posibles bloqueos de las partes móviles)
- Daño por sobre velocidad
- Presenta resistencia a la fricción para bajos caudales
- Rango óptimo entre el 20% y el 65%

5.3.2 MEDIDOR DE FLUJO MÁSSICO TIPO CORIOLIS.

Este tipo de medidor mide la masa del fluido que está atravesando el medidor, por lo que el valor de la medición no está afectada por la presión y temperatura. Este tipo de medidor no ha sido utilizado en el Ecuador para mediciones de transferencia de hidrocarburos. Al igual que los medidores de desplazamiento positivo, para estos medidores también se analizarán las características de entre dos fabricantes.

En la siguiente Tabla 5.6 se sintetizará las especificaciones del medidor másico tipo coriolis dadas por el constructor.

TABLA 5.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MEDIDOR MÁSSICO TIPO CORIOLIS.

Fabricante: Micro Motion – Modelo CMF 350 M/A	
Tipo de fluido	Fluidos monofásicos
Exactitud	± 0.10% del Flujo
Repetibilidad	± 0.05% del Flujo
Rangeabilidad	20:1
Diámetro [in]	4
Masa de flujo nominal [lb/min]	10700
Masa de flujo máxima [lb/min]	15000

Flujo Mínimo [bls/hora]	1833
Flujo Máximo [bls/hora]	2570
Presión [psi]	1480
Rango de temperatura [°F]	- 58 hasta 400
Intervalo de Viscosidad	No afecta 0.5 – 20000 cp.
Desgaste de partes	NA
Sensibilidad al perfil de flujo	NA
Caída de presión	Alta
Tolerancia a las vibraciones	Si
Tolerancia al ruido acústico	Si

Fuente: Catalogo Micro Motion and Rosemount Flow Product.
Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

5.3.2.1 Ventajas del medidor másico tipo coriolis.

- La tecnología basada en el efecto coriolis es menos exigente en el requerimiento del acondicionamiento de caudal, ya que los efectos de remolino y de perfil no son tan influyentes en la exactitud del medidor.
- Exactitudes de +/- 0.10% en medición de flujo, con repetibilidad de +/- 0.005% y para la exactitud en la medida de densidad es de +/- 0.0005 g/cc. Siendo estos valores de exactitud los mejores ofrecidos por los diferentes tipos de medidores para transferencia de custodia.
- Proporciona una medida de volumen indirecta, ya que se tiene mediciones directas de masa y densidad.
- La medición obtenida no requiere de compensaciones por presión y temperatura si las mismas se mantienen constantes durante la operación del medidor.
- No tienen partes móviles que se desgasten, por lo tanto se tiene bajos niveles de mantenimiento, asegurando una mayor estabilidad con el tiempo en el factor de medida.
- Fluidos que posean componentes abrasivos o corrosivos afectan mínimamente al medidor.
- Fácil instalación.

- Capacidad para medir a ratas de flujo cercanas a cero.

5.3.2.2 Desventajas del medidor másico tipo coriolis.

- Cambios significativos en la densidad del fluido afecta a la exactitud de la medición.
- Requiere de energía para los componentes electrónicos.
- Variaciones en la presión afectan a las características de vibración de los tubos.
- El máximo diámetro utilizado para la transferencia de custodia de hidrocarburos se limita a 6 in.
- Requieren un periodo de reajuste que tenga bajas presiones, y bajos flujos.
- Fluidos con elevadas cantidades de sólidos decantables pueden generar acumulación de depósitos internos que pueden afectar la exactitud de la medición.
- Corrientes en múltiples fases (líquido/gas/sólidos) afectan la medición.
- Verificación periódica de valor de cero almacenado.
- Interferencias por frecuencias de radio o electromagnéticas.
- Generan altas caídas de presión.
- Sensibilidad a las condiciones de instalación, incluidos choques y vibraciones.

En gases se deben de tener en cuenta la siguiente recomendación:

Para gases la medición de flujo másico requiere altas presiones. Para alcanzar una exactitud de $\pm 1\%$ en la medición, el medidor tiene que trabajar con presiones alrededor de 2900 psi.

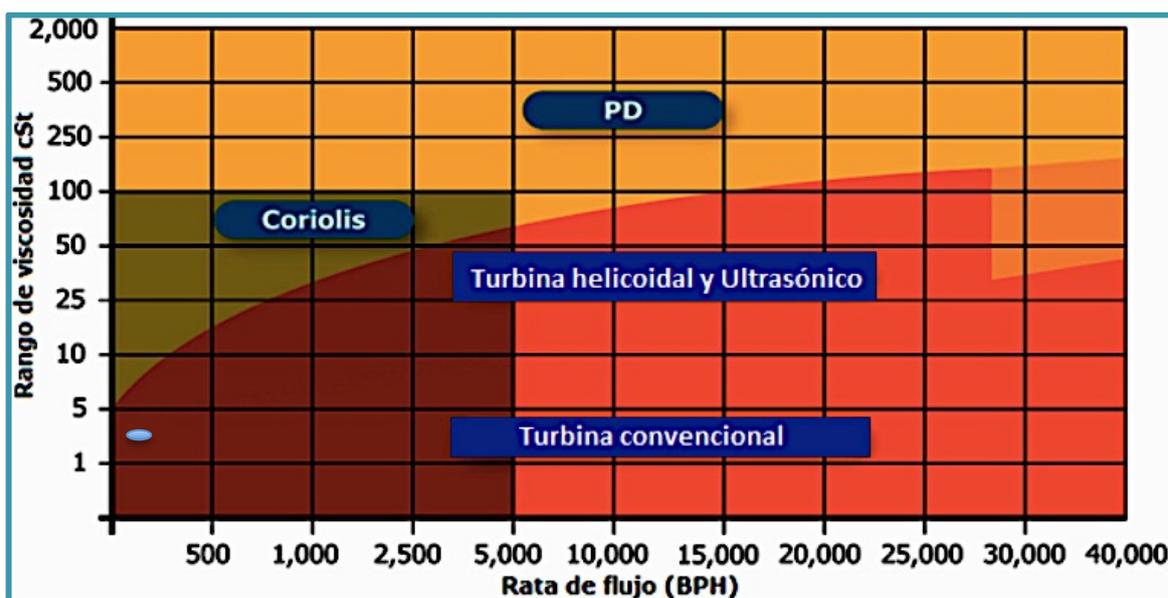
5.3.3 ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO.

Este proyecto realizará un análisis técnico comparativo de la metrología de cada medidor dada por los fabricantes, debido a que el medidor másico tipo coriolis utilizado para transferencia de custodia de hidrocarburos será el primero instalado en el país. Es por esto que este proyecto presenta un estudio para el remplazo de

medidores de desplazamiento positivo por la tecnología de medidores másicos tipo coriolis a través del método inductivo.

Considerando la viscosidad del fluido y la rata de fluido producido en el Campo Singue, se puede hacer una preselección utilizando la gráfica dada por el MPMS (Figura 5.1). Es importante considerar que esta gráfica solo considera dos variables para la preselección del medidor.

FIGURA 5.1 RANGO DE VISCOSIDAD VS RATA DE FLUJO.



Fuente: ECO-PETROL, Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 5 - medición dinámica.

La gráfica nos muestra que los medidores de Desplazamiento Positivo tienen una mayor eficiencia para viscosidades y caudales altos, pero considerando la producción del campo Singue que tiene un promedio de 180 barriles/hora y un valor de viscosidad de 3.2 cP, podemos observar que el medidor Coriolis cubre perfectamente las demandas del campo.

De esta gráfica se puede establecer que el medidor másico tipo coriolis trabaja de una forma más eficiente si se tiene rangos bajos de viscosidad y caudales bajos si se los puede considerar como bajos ya que la gráfica especifica que son barriles-hora.

Lo que realmente se traduce a que el caudal producido por el campo sigue esta dentro de este rango ya que la producción diaria esta cubierta por el caudal por hora que puede atravesar el medidor másico.

5.3.4 PARÁMETROS A CONSIDERAR EN LA COMPARACIÓN DE LOS MEDIDORES.

Para realizar el análisis comparativo de estos medidores se considerará los parámetros más relevantes referentes a las especificaciones técnicas dadas por los fabricantes, ventajas y desventajas que presenta la aplicación de cada medidor. Todos estos parámetros serán comparados con los requerimientos que presenta el fluido producido en el campo Sigue. Los parámetros serán tabulados en la Tabla 5.7 para proceder con el análisis comparativo.

TABLA 5.7 CUADRO COMPARATIVO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MONOFÁSICO.

Parámetros	Requerimientos Producción	Medidores	
		Desplazamiento Positivo	Másico tipo Coriolis
Exactitud.	Mínima	± 0.25%	± 0.10%
Linealidad.	Mínima	Media	Alta
Repetibilidad.	Mínima	±0.03%	±0.025%
Rangeabilidad.	Alta	Media	Alta
Tamaños [in].	4	1 ≤ Diámetro ≤ 16	1.5 ≤ Diámetro ≤ 6
Máxima tasa de flujo.	180 barriles/hora	858 barriles/hora	2570 barriles/hora
Máxima presión [psi].	1200	1480	1480
Presión y Temperatura.	NA	Correcciones	No afecta a la medición

Caída de Presión.	Mínima	Baja	Alta
Mantenimiento.	Bajo	Alto	Bajo
Medición.	NA	Volumétrica	Másica y Volumétrica
Consideraciones de Viscosidad.	Mínima	Buen desempeño a altas viscosidades	No presenta afectación con la viscosidad
Medición de Densidad.	NA	No	Si
Medición Másica.	NA	No	Si
Certificado para Transferencia de Custodia.	Necesario	Si	Si
Costo Adquisición.	Considerar Análisis Económico	\$ 32000	\$ 67000
Costo Instalación.	Considerar Análisis Económico	\$ 22000	\$ 26000
Costo Mantenimiento Anual.	Considerar Análisis Económico	\$ 42000	\$ 20000
Fluidos Abrasivos o Corrosivos.	Presencia de fluidos corrosivos.	Si afecta	No afecta
Tipo Flujo.	Monofásico	Monofásico	Monofásico
Facilidad de Calibración.	Mínima	Baja	Baja

Fuente: Catalogo Micro Motion and Rosemount Flow Product.
Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Basados en el cuadro comparativo de los parámetros encontrados en cada medidor y los requerimientos dados por las características de producción del campo Singue, se enfocara el análisis de este estudio en los parámetros que tendrán mayor representación en la operación de transferencia de custodia. Tanto los medidores de desplazamiento positivo como los de tecnología Coriolis, están ratificados por el MPMS para la transferencia de hidrocarburos y los escogidos para este análisis son los más utilizados y destinados para la operación en la transferencia de hidrocarburos por los dos fabricantes que proveen estos medidores.

Los parámetros de: linealidad, repetibilidad y rangeabilidad, son los más representativos para asegurar una mayor exactitud en los valores registrados por el medidor en la medición de transferencia de custodia de hidrocarburos. El medidor másico tipo Coriolis, presenta una ventaja clara frente al medidor de desplazamiento positivo, ya que la exactitud alcanzada con el medidor coriolis es de $\pm 0.010\%$ si se mantiene la operación del medidor bajo las características óptimas para su funcionamiento. Esto sumado a que este medidor presenta una baja sensibilidad a la variación de presión y temperatura, lo que difiere frente a la utilización del medidor de desplazamiento positivo. Y considerando que el medidor coriolis presenta una linealidad alta por lo tanto, tiene la capacidad para mantener su factor de calibración casi constante en el rango dado por la rangeabilidad, que también es mayor en el medidor coriolis.

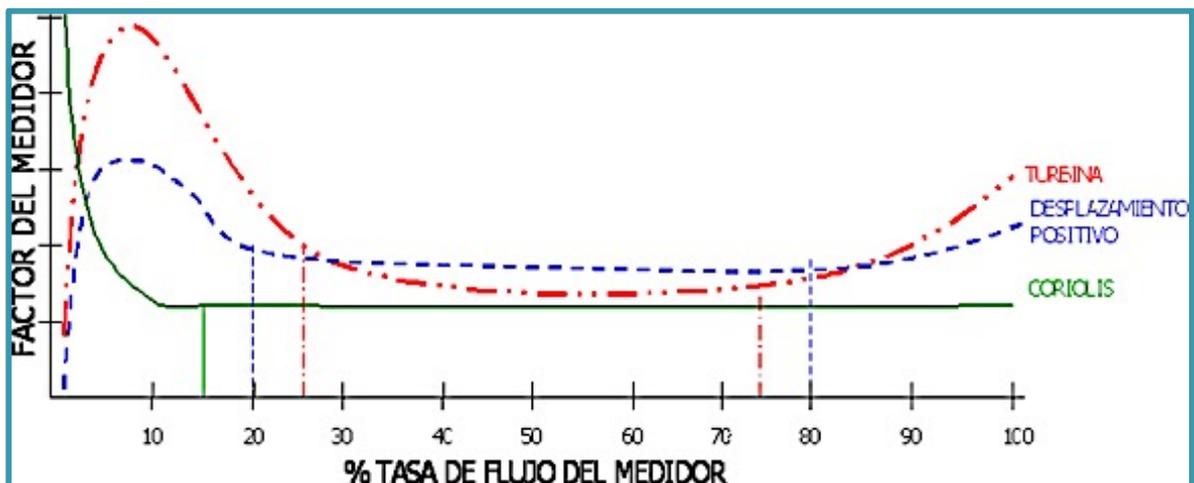
Parámetros secundarios como: el tamaño de la línea de flujo con la que cuenta la unidad LACT, máxima tasa de flujo y máxima presión de trabajo. Presentan valores en las especificaciones de cada medidor que cubren los requerimientos de producción del campo. Pero se tiene que considerar que el medidor coriolis también permite la medición de la densidad del fluido que lo atraviesa lo que permite tener una mayor certeza en la gravedad API del fluido que se esta entregando dando de esta forma un valor agregado a la instalación del medidor másico tipo coriolis.

Finalmente para concluir el análisis técnico se tiene que considerar la variación del factor de medida de cada medidor con respecto al cambio de rata de flujo.

Para esto se utilizará curvas experimentales de exactitud dadas por el fabricante ya que no se tiene un historial debido a que este proyecto considera la instalación del primer medidor coriolis.

En la curva típica de exactitud (Figura 5.2) se puede apreciar el comportamiento experimental de tres de los cuatro tipos de medidores dinámicos más usados para transferencia de custodia de hidrocarburos. En esta figura se compara el Factor del Medidor Vs % de Tasa de flujo del medidor.

FIGURA 5.2 FACTOR DEL MEDIDOR VS PORCENTAJE DE FLUJO.



Fuente: ECO-PETROL, Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 5 - medición dinámica

De la Figura 5.2, se puede establecer que cada medidor tiene un rango de caudal en el cual el valor del factor de medidor permanece dentro de la repetibilidad establecido en sus especificaciones. De esta forma se puede afirmar que el medidor coriolis nos da un rango mayor de caudal en el cual se puede operar el medidor. Es importante especificar que cada medidor posee su rango de caudal óptimo de operación el mismo que será establecido por el fabricante del medidor.

Partiendo de los análisis realizados anteriormente, se seleccionará al medidor másico tipo coriolis por todas las ventajas técnicas que presenta frente al medidor de desplazamiento positivo. Este estudio será complementado con el análisis

económico de la utilización de cada medidor, con el fin de seleccionar la mejor opción para la aplicación del medidor en el campo Singue.

5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE LOS MEDIDORES

Con el propósito de realizar el correcto análisis económico que permita la selección de la mejor opción que represente la inversión que se realizará para cada medidor, se utilizarán dos indicadores económicos que serán descritos a continuación. Con el análisis de estos dos indicadores se tendrá una idea real de que medidor tiene una mejor rentabilidad, ya que este análisis se basará en costos de inversión y costos de mantenimiento que se tendrán que hacer en cada medidor para asegurar su correcto funcionamiento.

5.4.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto representa el valor actual que se tendrá debido a la tasa de actualización anual, que representa cada flujo de caja. Todo esto considerando dentro de la inversión el costo de instalación y costo de adquisición del medidor a utilizar en la unidad LACT.

Se utilizará la siguiente ecuación para determinar el VAN que representa la utilización de cada medidor.

$$VAN = -I_o + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+r)^n} \quad (5.1)$$

Donde:

I_o = *Inversión inicial del proyecto.*

F_n = *Flujo de caja de cada año.*

r = *Tasa de actualización anual.*

n = *Número de años.*

En la Tabla 5.8 se muestra la interpretación del VAN en el análisis de un proyecto.

TABLA 5.8 INTERPRETACIÓN DEL VALOR ACTUAL NETO DE UN PROYECTO.

Valor VAN	Interpretación	Decisión
VAN > 0	Ganancias sobre la rentabilidad del proyecto	Proyecto rentable
VAN < 0	Perdidas sobre la rentabilidad del proyecto	Proyecto no rentable
VAN = 0	No se tendrán ganancias, ni pérdidas sobre la inversión.	El proyecto no presenta un valor monetario ni de ganancia ni de pérdida.

Fuente: Biblioteca personal - ECONOMÍA DE HIDROCARBUROS.
Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

5.4.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).

La tasa interna de retorno se establece como la tasa de descuento para que el valor neto de una inversión de un proyecto sea igual a cero (VAN=0). El indicador TIR establece la tasa efectiva anual de descuento o valor de retorno que se produce cuando el VAN de los flujos de caja sumados de una inversión es igual a cero.

Se utilizará la siguiente ecuación para determinar el TIR que representa la utilización de cada medidor.

$$VAN = 0 = -I_o + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} \quad (5.2)$$

Donde:

F_n = Flujo de caja anual.

TIR = Tasa interna de retorno.

n = Número de años.

5.4.3 PARÁMETROS ECONÓMICOS A CONSIDERAR.

Los parámetros que se utilizarán para determinar la rentabilidad de la utilización de los dos medidores se establecen a continuación.

- El proyecto considera el precio del barril de petróleo de 35 dólares el cual será el único escenario a considerar para cada medidor. Este precio es el que se proyecta por parte del estado Ecuatoriano para el año 2016.
- La tasa de actualización a utilizar será 12% anual.
- La inversión será la suma de gastos en adquisición del medidor más todos los gastos necesarios para la instalación del mismo. La inversión para cada medidor se tabula en la Tabla 5.9.

TABLA 5.9 INVERSIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDORES DE FLUJO MONOFÁSICO.

COSTO	MDP [€]	MC [€]
ADQUISICIÓN [€] =	32000	67000
INSTALACIÓN [€] =	22000	26000
INVERSIÓN [€] =	54000	93000

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Una de las variables que tendrá una gran influencia en los indicadores económicos, es el mantenimiento necesario en cada medidor. El número de operaciones de mantenimiento serán recomendadas por el fabricante y serán necesarias cuando los valores de exactitud estén muy alejados de la rangeabilidad dada en las especificaciones del fabricante.

Para el medidor de desplazamiento positivo es necesario dos operaciones de mantenimiento por año ya que estos medidores son propensos a desgaste por sus componentes móviles, por lo tanto algunas veces es necesario el cambio de estas partes. Para los medidores tipo coriolis es necesaria una operación de mantenimiento en el año debido a que no posee componentes móviles. Estos costos representan egresos por mantenimiento en el flujo de caja anual. Tabla 5.10.

TABLA 5.10 MANTENIMIENTO MEDIDORES DE CAUDAL.

MANTENIMIENTO							
MEDIDOR	# ANUAL	MEDIDOR [\$]	ESPECIALISTA [\$]	OPERADOR	PROBADOR [\$]	OTROS [\$]	TOTAL [\$]
MDP	2	8000	5000	2500	3500	2000	42000
MC	1	4000	8000	2500	3500	2000	20000

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

- Este estudio solo considera los gastos necesarios para la instalación, mantenimiento y calibración de los medidores de flujo instalados en la unidad LACT mas no de los diferentes componentes de la unidad LACT.
- El proyecto esta considerado para cinco años, tiempo en el cual los medidores si son operados bajo sus especificaciones optimas aseguran una exactitud eficiente en sus mediciones. Pero en cada año son necesarias las respectivas operaciones de mantenimiento y calibración de los medidores.
- Considerando un promedio de la producción diaria fiscalizada de 4324 barriles por día del campo Singue y las exactitudes dadas por cada medidor. Se calculará el número de barriles diarios de los cuales se tiene la incertidumbre de si serán perdidos debido a las exactitudes que presenta cada medidor. La Tabla 5.11, presenta la cantidad de dinero anual que se podría perder debido a la exactitud de cada medidor. La incertidumbre anual presentada en la tabla representa la cantidad de dinero que es posible perder anualmente por la exactitud de cada medidor. Se considera 0.1% con perdida que se tendrá anual.

TABLA 5.11 INCERTIDUMBRE EN LA TRANSFERENCIA DE HIDROCARBUROS DEBIDO A LA EXACTITUD DEL MEDIDOR.

MEDIDOR	EXACTITUD	INCERTIDUMBRE [BLS/DIA]	INCERTIDUMBRE ANUAL [\$]	INCERTIDUMBRE BLS MEDIDO [\$/BLS]
MDP [%]	0,25	10,81	134152,1	0,0085
MC [%]	0,1	4,324	53660,84	0,0034

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Los egresos en el flujo de caja anual serán los gastos necesarios para el mantenimiento de cada medidor. Mientras que para tener una equidad en los dos medidores se considera que los dos medidores alcanzaran una exactitud de 0.1%. Por lo tanto los dos medidores tendrán un ingreso anual igual que será el 0.15% este porcentaje equivale a la resta del 1% del total de la incertidumbre que tendría el medidor de desplazamiento positivo ya que se considerará que esta cantidad de barriles no se pierde por la incertidumbre.

TABLA 5.12 FLUJO DE CAJA ANUAL.

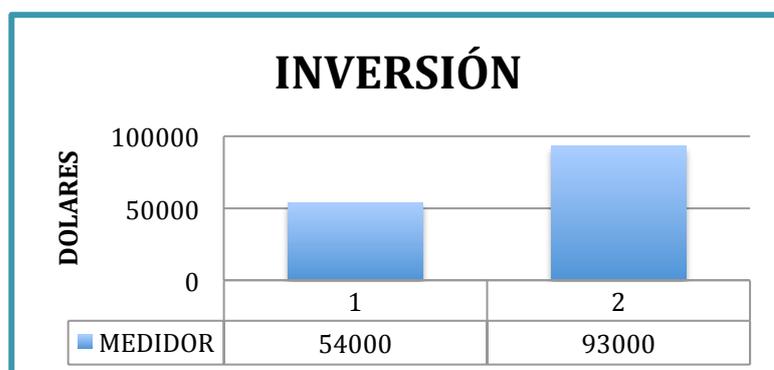
FLUJO DE CAJA ANUAL [\$]		
MEDIDOR	EGRESOS [\$]	INGRESO [\$]
MDP	42000	80491,26
MC	20000	80491,26

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

5.4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO Y MÁSSICO.

La comparación de los costos necesarios para la implementación de cada medidor se pueden observar detalladamente en la Gráfica 5.3. Como se explicó la implementación incluirá los costos de adquisición e instalación de cada medidor.

FIGURA 5.3 INVERSIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDORES.



1 = Medidor Desplazamiento Positivo
2 = Medidor Tipo Coriolis

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

De la Gráfica 5.3 se pueden realizar las siguientes apreciaciones:

- Los gastos necesarios para la implementación de cada medidor tiene una notable diferencia. Teniendo un ahorro del 41.93% si se procediera a la instalación del medidor de desplazamiento positivo frente a casi el doble de gasto que representa la instalación del medidor másico tipo coriolis.
- Adicional a esto se tiene que la simplicidad de instalación de los medidores de desplazamiento positivo es mayor frente a la instalación de los medidores másicos.

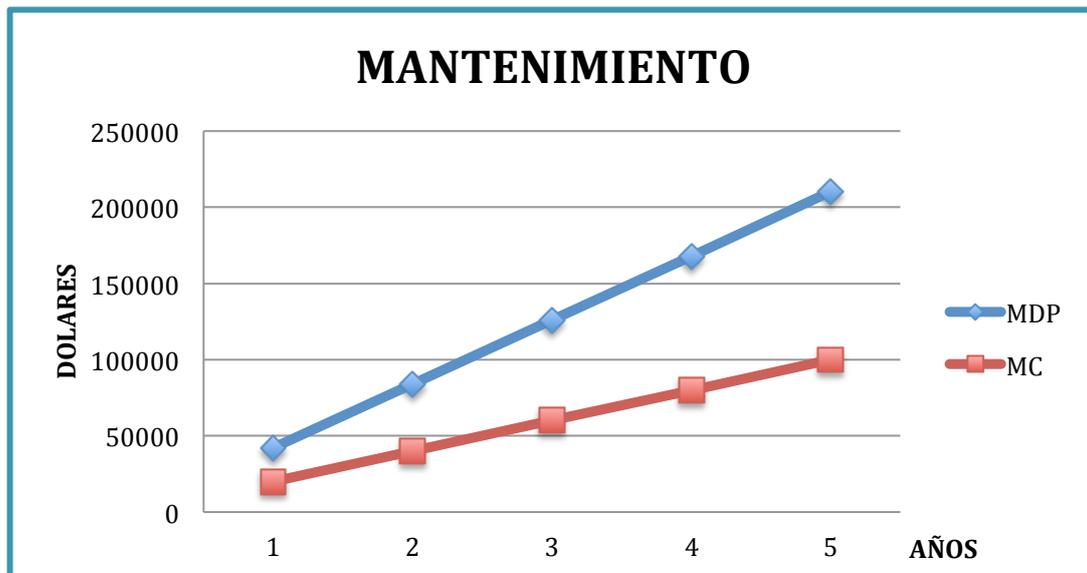
Habiendo analizado los costos de inversión la mejor opción sería el medidor de desplazamiento positivo frente a la instalación del medidor másico ya que presenta un menor costo de inversión y en la facilidad de la instalación del mismo. Sin embargo es necesario analizar los costos de mantenimiento que necesitan cada medidor para asegurar una exactitud eficiente en las mediciones para la transferencia de custodia de hidrocarburos que es lo que este estudio está buscando.

5.4.5 ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LOS MEDIDORES DE FLUJO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO Y MÁSIKO.

Para que un medidor tenga un buen funcionamiento y asegurar la vida útil especificada por los constructores, es necesario realizar operaciones de mantenimiento y calibraciones del medidor las veces especificadas por los constructores y las necesarias establecidas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrfica (ARCH), los costos para realizar este mantenimiento fueron tabulados en la Tabla 5.10.

La comparativa de los costos de mantenimiento de los medidores de flujo de desplazamiento positivo y másico tipo coriolis se graficaron en el Gráfico 5.4.

FIGURA 5.4 GASTOS ESTIMADOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDORES.



Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

De la Gráfica 5.4 se pueden realizar las siguientes apreciaciones:

- Los gastos necesarios para un correcto funcionamiento del medidor de desplazamiento positivo son mayores debido a la cantidad de partes móviles que poseen estos medidores, es por ello que es necesario realizar operaciones de mantenimiento dos veces al año. Algunas veces por el desgaste excesivo de sus partes es necesaria el reemplazo de las mismas lo que implica un mayor gasto en el mantenimiento.
- El implementar un medidor másico tipo coriolis nos permitirá ahorrar aproximadamente un 52%, en costos de mantenimiento comparado con la implementación del medidor de desplazamiento positivo. Este ahorro es alcanzado debido a la ausencia de partes móviles por lo tanto el medidor másico presenta menor desgaste lo que implica una reducción significativa en los gastos anuales necesarios para el mantenimiento del medidor.

5.4.6 ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS PARA LOS MEDIDORES DE FLUJO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO Y MÁSIICO.

La implementación de cada medidor presenta diferentes escenarios económicos y la elección del medidor que tenga una mejor rentabilidad permitirá reducir la incertidumbre que se presenta en la operación de transferencia de hidrocarburos.

Los flujos de caja debido a la implementación de cada uno de los medidores se presentarán en la Tabla 5.13.

TABLA 5.13 FLUJO DE CAJA ANUAL.

AÑO	0	1	2	3	4	5
MDP [\$]	-54000	38491,26	38491,26	38491,26	38491,26	38491,26
MC [\$]	-93000	60491,26	60491,26	60491,26	60491,26	60491,26

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Basados en el flujo de caja presentado, se calculará el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) de cada medidor.

5.4.7 INDICADORES ECONÓMICOS DEL ESTUDIO.

Se tabularan los indicadores económicos estudiados en literales anteriores para el análisis de los mismos y la posterior selección del medidor recomendado para el campo Singue.

TABLA 5.14 INDICADORES ECONÓMICOS

Medidor	Inversión	Mantenimiento	VAN	TIR	Interpretación
MDP	Baja	Alto	84752,38	36,3	Aceptable
MC	Alta	Bajo	125057,45	37,8	Aceptable

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Del análisis de la tabla anterior se establecerá la selección del medidor que permita obtener una mejor rentabilidad. Esto, junto con el análisis técnico realizado a cada medidor, establecerá que medidor se acopla a los requerimientos de producción del campo Sigue.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1 CONCLUSIONES.

- La hoja de cálculo realizada por los autores de este estudio, permite la determinación de tablas de aforo para tanques atmosféricos, ya sea de techo fijo o flotante, la misma que considera las siguientes correcciones: por elongación de la cinta de trabajo debido a la tensión aplicada, por contacto cinta-superficie de la carcaza, por expansión y contracción de la carcaza del tanque, y por espesor de placa.
- La tabla de aforo realizada para el Tanque X presenta una diferencia del 0,47% en las mediciones, este valor es obtenido de la comparativa entre los valores determinados por la tabla de aforo realizada para este estudio y la tabla de aforo realizada por la empresa Y certificada por la ARCH para la realización de este tipo de tablas.
- La frecuencia con la cual se realiza la calibración tanto de tanques como de los medidores dinámicos es un requisito necesario y establecido en el Artículo 44 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburos. Estas operaciones de calibración son necesarias para la obtención de medidas exactas. De esta forma se reducirá la incertidumbre en las mediciones realizadas por los métodos de medición tanto estática como dinámica.
- Los medidores de desplazamiento positivo son medidores directos que miden cantidades volumétricas individuales, el caudal que atraviesa el medidor es el resultado de la sumatoria de los volumen individuales, estos poseen partes móviles, por lo tanto son mayormente propensos al desgaste de las mismas, lo que conlleva a que sea necesario aplicar un mantenimiento y seguimiento frecuente para poder detectar y remediar posibles fallas que afecten la exactitud de las medidas.

- El factor de medición (Meter Factor) es determinado en la calibración del medidor, su valor tiene que ser lo mas cercano a 1 para corregir desviaciones producidas por: las variaciones en las propiedades del fluido, cambio en las condiciones operacionales como presión y temperatura o el desgaste por el uso del medidor. Por lo tanto este factor corrige la medición en el caso que se haya producido un corrimiento de su calibración original.
- Los parámetros de funcionamiento primarios y secundarios relacionados con los requerimientos de producción del campo Singue se detallan en la Tabla 6.1

TABLA 6.1 ANÁLISIS TÉCNICO.

Parámetros	Requerimientos Producción	Medidores	
		Desplazamiento Positivo	Másico tipo Coriolis
Exactitud.	Mínima	± 0.25%	± 0.10%
Linealidad.	Mínima	Media	Alta
Repetibilidad.	Mínima	±0.03%	±0.025%
Rangeabilidad.	Alta	10:1	20:1
Máxima tasa de flujo.	180 barriles/hora	858 barriles/hora	2570 barriles/hora
Máxima presión [psi].	1200	1480	1480
Presión y Temperatura[°F].	NA	Correcciones (-20 hasta 200)	No afecta a la medición
Viscosidad [cP]	1.85	0 hasta 1000	0.5 hasta 2000
Medición de Densidad.	NA	No	Si
Caída de Presión.	Mínima	Baja	Alta

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

De la Tabla 6.1 se puede realizar las siguientes afirmaciones:

- Se puede observar que el medidor másico tipo Coriolis presenta varias ventajas notables frente al medidor de desplazamiento positivo en los requerimientos específicos para el campo Singue, logrando una mayor exactitud, linealidad, repetibilidad y rangeabilidad. En relación a la tasa de flujo y máxima presión, los dos superan las condiciones actuales de producción del campo. Una de las características notables a tomar en cuenta del medidor Coriolis es que las condiciones de presión y temperatura no afectan a su medición, por lo que no es necesario realizar las correcciones correspondientes. La desventaja que un medidor másico tipo Coriolis presenta frente a uno de desplazamiento positivo es la alta caída de presión de la línea de flujo al atravesar el medidor.
- Una aplicación adicional que tienen los medidores másicos tipo coriolis, es la determinación de la densidad del fluido que lo atraviesa, ya que el volumen almacenado en el tubo de vibración no cambia durante la operación. Por lo tanto la única forma para tener un cambio en el flujo de masa es con el cambio de densidad del líquido.
- De acuerdo a los datos observados y comparando los dos métodos dinámicos de medición en el Campo Singue, la compañía operadora hubiese disminuido sus egresos del año 2015 por 134.152,1 dólares, a 53.660,84 dólares, si se hubiese utilizado el medidor másico tipo coriolis, considerando el precio de 34 dólares que fue presupuestado por el gobierno. Esta disminución en los egresos de la compañía se ven reflejados como un resultado debido a la exactitud de 0.10% alcanzado por la utilización del medidor másico tipo coriolis.
- Los indicadores económicos relacionados con la instalación, mantenimiento y operación de los medidores en el campo Singue se detallan en la Tabla 6.2

TABLA 6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.

Medidor	Inversión [\$]	Mantenimiento [\$]	VAN	TIR	Interpretación
MDP	54000	42000	84752,38	36,3	Aceptable
MC	93000	20000	125057,45	37,8	Aceptable

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

Del la Tabla 6.2 se puede realizar las siguientes afirmaciones:

- El medidor Coriolis presenta una inversión inicial de aproximadamente un 75% más en relación al de desplazamiento positivo, pero dicho valor se ve recuperado en la periodicidad y el costo de los mantenimientos, siendo que el medidor MC necesita un manteniendo semestral a un costo por debajo de la mitad del costo de manteniendo del MDP, teniendo en cuenta que en este último los mantenimientos son trimestrales. Se puede apreciar a partir de los valores de TIR y VAN que los medidores másicos tipos Coriolis son más rentables a medio y largo plazo.
- Los beneficios indirectos debido a la utilización de medidores dinámicos son: facilidad durante la instalación en las unidades de medición debido al volumen o tamaño y peso de los medidores, el ahorro del tiempo en la ejecución de la medición del hidrocarburo, reducción de la cantidad de operadores necesarios para esta actividad y reducción de errores humanos en los resultados de la medición de hidrocarburos líquidos.
- De las afirmaciones realizadas a la Tabla 6.1 y Tabla 6.2, se puede establecer que el medidor Másico tipo Coriolis muestra ventajas técnicas y económicas que cubren los requerimientos de producción del Campo Singue, por lo tanto, este estudio recomienda el reemplazo de los medidores de Desplazamiento Positivo por los medidores de Másicos tipo Coriolis en la unidades de transferencia de hidrocarburos (LACT) para el campo Singue.

6.2 RECOMENDACIONES.

- Las labores de calibración, verificación y re-calibración de un tanque de almacenamiento, se deben realizar por personal experimentado, respaldado por una compañía acreditada. La compañía deberá poseer como mínimo certificación de su Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001 con alcance en aforo de tanques. Los procedimientos a seguir por estas compañías están establecidos en el Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS – Capítulo 2).
- Una buena selección de medidor de flujo esta determinada por un análisis de los requerimientos o condiciones que presenta el hidrocarburo producido por el campo y el conocimiento de las especificaciones que cada medidor tiene para su operación, esto junto con las condiciones de operación bajo las cuales se va a operar, establecerán la mejor opción para la medición dinámica.
- Cada medidor debe ser instalado de tal forma que el aire o vapor no pueda pasar a través del mismo. Por lo tanto es necesario que el equipo de eliminación de aire o vapor sea instalado tan cerca cómo sea posible de la entrada al medidor.
- Cuando un medidor de desplazamiento positivo es calibrado, la temperatura del líquido en el medidor y en el probador debe ser la misma. Si la temperatura no es la misma, ambos volúmenes deben ser corregidos a un volumen base a una temperatura de referencia de tal manera que un correcto factor de medidor pueda ser obtenido.
- En la utilización de medidores tipo Coriolis se tiene que considerar que se genera una mayor caída de presión, por lo que es importante conocer las propiedades del fluido, en especial la presión de vapor del mismo, para realizar una operación de transferencia sobre este valor y así evitar problemas como la cavitación.

- Un medidor debe siempre ser probado después del mantenimiento, si el mantenimiento ha cambiado el valor del factor de medición, el periodo relativo de frecuencia de la prueba debe ser repetido para ajustar un nuevo factor base por el que el desempeño del medidor puede ser monitoreado.
- El flujo que atraviesa por el medidor tiene que operarse por encima del mínimo dentro de las especificaciones establecidas por el fabricante y no exceder el 90% de su rango máximo.
- Los medidores de flujo tienen que ser probados a la rata de flujo y a las condiciones de presión y temperatura en las que se va a mantener operando. En caso de operar a diferentes ratas de flujo será necesario probar el medidor a cada una de ellas, esto se debe principalmente a que el Factor de Medida se ve afectado por cambios considerables en estas variables.
- Existen hidrocarburos abrasivos y corrosivos que aceleran el desgaste de las partes de los medidores, considerando que los de desplazamiento positivo tienen una mayor área de contacto a consecuencia de sus álabes giratorios en relación a los másicos tipo Coriolis, en los que su superficie de contacto se ve reducida a consecuencia de su mecanismo fijo y tubular, por tal razón es recomendable la utilización de medidores Másicos Tipo Coriolis, previniendo así una reparación anticipada del medidor en uso.
- La medición de la transferencia de custodia de hidrocarburos es de vital importancia para la contabilización y registro de la actividad petrolera de cada campo o área de contrato, es por ello que se recomienda el cambio de los medidores de desplazamiento positivo por los medidores másicos tipo Coriolis, ya que esto permite reducir la incertidumbre en la transferencia de hidrocarburos, esto se convierte en una reducción en los egresos del campo y la reducción de perdidas para el estado que pueden ser el resultado de malas mediciones.

GLOSARIO

A

Aforo (1) Proceso mediante el cual se mide la altura de un líquido en un recipiente. (2) Profundidad del líquido en un tanque de almacenamiento.

Altura de referencia Distancia desde la placa de cota cero o fondo del tanque hasta el punto de referencia para aforo.

Altura de referencia observada Distancia medida desde el fondo del tanque o la placa de cota cero hasta el punto de referencia establecido.

Anillos Línea o fila de láminas de acero o hierro del casco, cubierta, mampara o armazón.

Ajustador de la calibración del medidor Dispositivo capaz de ajustar la lectura del medidor para indicar el valor verdadero dentro de una tolerancia aceptable.

C

Cinta de aforo Cinta metálica graduada que se utiliza para medir la profundidad del líquido en un tanque.

Cinta de medición de anillos (tank strapping) Cinta de medición graduada en unidades de longitud que se utiliza para tomar las medidas que se emplean para calcular la tabla de calibración o tabla de medición de un tanque.

Calibración de tanque La calibración del fondo de un tanque puede ser:

(a) La determinación del volumen del tanque debajo de la placa primaria, que es considerada como cero (0) en la tabla de medida del tanque o

(b) la cantidad de líquido en un tanque debajo del punto de medición.

Calibración de un instrumento Proceso o procedimiento para ajustar un instrumento, como por ejemplo un medidor, para que su indicación o registro sea satisfactoriamente cercano a un estándar de referencia. Los datos del probador

del medidor pueden ser utilizados tanto para calibrar el medidor como para calcular un factor de medidor.

Calibración de un probador Procedimiento para determinar el volumen de un probador.

Capacidad nominal (de un tanque) Volumen designado de un recipiente.

Cavitación Formación y colapso de cavidades de vapor (burbujas) en un líquido, que ocurre por un repentino aumento o disminución de la presión. El colapso de las cavidades, causa grandes impulsos de presión en los alrededores de la cavidad. La cavitación puede ocurrir y causar daños mecánicos a superficies adyacentes en medidores, válvulas, bombas y líneas en lugares donde el flujo del líquido encuentra una restricción o cambio en la dirección.

Cubierta flotante Cubierta liviana bien sea de material metálico o plástico diseñada para flotar en la superficie del líquido que se encuentra en el tanque. Como alternativa, una cubierta flotante podría ser sostenida por medio de un sistema de flotadores para que se mantenga justo encima de la superficie libre del líquido. Este dispositivo es utilizado para minimizar la evaporación de productos volátiles en un recipiente.

Curva de error Curva o gráfica que representa el error de un dispositivo de medición; como por ejemplo, un medidor de presión o una función ya sea de la cantidad medida o de cualquier otra cantidad que tenga alguna influencia en el error.

Curva de exactitud de un medidor de volumen Gráfica del factor del medidor, del factor K o del error, como una función de la tasa de flujo utilizada para evaluar el funcionamiento del medidor.

Condiciones de referencia de medición Condiciones de presión y temperatura a las que se corrige un volumen medido. La temperatura a la cual deben corregirse los volúmenes medidos es 60°F o 15°C. La presión de referencia debe ser designarse; pudiendo ser la presión atmosférica, la presión de vapor absoluta del líquido medido a 60°F o 15°C o cualquier otra presión que haya sido acordada

entre las partes involucradas en la medición.

Condiciones estándar de medición Presión y temperatura estándar a la cual las mediciones deben ser referidas. Estas son 1 bar (101,325 kPa)/cm² y 15°C en el sistema métrico SI, y 14,73 lb/in² y 60°F en los sistemas norteamericano e inglés.

E

Error de medición Discrepancia entre el resultado de la medición y el valor de la cantidad medida. El valor de la cantidad medida, de acuerdo con cada caso en particular, será igual a:

- (a) El valor verdadero de la cantidad.
- (b) El valor verdadero aceptado.
- (c) El promedio aritmético del resultado de una serie de mediciones.

Exactitud Capacidad de un instrumento de medición para indicar valores cercanos al valor verdadero de la cantidad medida.

F

Factor del medidor Se obtiene al dividir el volumen bruto estándar de un líquido que pasa a través de un medidor (medido por un probador durante la prueba del medidor) entre la medida correspondiente indicada por dicho medidor a condiciones estándar. Para subsiguientes mediciones, el valor o volumen bruto medido es determinado multiplicando el volumen indicado por el medidor por el factor del medidor.

M

Medición de anillos de tanque (strapping) Medición de la circunferencia externa de un tanque cilíndrico vertical u horizontal que se realiza tensando una cinta metálica de acero sobre cada anillo del tanque y registrando su medida.

Medidor de desplazamiento Elemento que sirve:

(1) Para medir el volumen de líquido que se separa mecánicamente en pequeñas cantidades de volumen fijo; y

(2) Para contar las cantidades de unidades de volumen.

Medidor de flujo Dispositivo utilizado para medir el volumen del fluido bajo condiciones dinámicas.

Medidor de volumen Dispositivo que, cuando se instala en una tubería por la cual fluye un líquido, indica el volumen del líquido que pasa a través de él.

Muestra Porción extraída de la totalidad de un volumen que puede o no contener sus componentes en las mismas proporciones que representan el total del volumen.

N

Norma API De acuerdo con la política 104 del API, conjunto de reglas, condiciones, o requerimientos voluntarios relacionados con la definición de términos, clasificación de componentes; definición de procedimientos, especificación de dimensiones, criterios de construcción, materiales, rendimiento, diseño u operaciones, mediciones de cantidad y calidad en la descripción de materiales, productos, sistemas, servicios o prácticas o descripciones que se atienen a la medida de tamaño.

O

Oleoducto Sección de tubería utilizada para la transferencia de fluidos.

P

Plomada de aforo Pesa sujeta a la cinta metálica de medición y que es lo suficientemente pesada para mantener la cinta estirada de forma tal que facilite la penetración de cualquier sedimento que se pudiese encontrar en el punto de referencia del tanque.

Punto de aforo del tanque Lugar en el fondo de un recipiente en donde toca la plomada durante el proceso de aforo y desde donde se toman las mediciones del

producto y agua. Por lo general, el punto de aforo del tanque y el punto de referencia son iguales; pero, de no ser así, la diferencia entre estos debe ser indicada en la tabla de capacidad.

Punto de referencia para aforo

(a) El punto donde se determina la altura de referencia y desde el cual se toman los aforos o mediciones directas.

(b) En carro tanques a presión, el punto de referencia es un indicador fijo ubicado en la boca de visita adyacente al tubo de medición, un punto al que están referidas todas las medidas.

Prueba del medidor Procedimiento requerido para determinar la relación entre el volumen de líquido que pasa a través de un medidor bajo ciertas condiciones y el volumen indicado bajo esas mismas condiciones.

Pantalla flotante Cubierta ligera de metal o plástico alineada para que flote en la superficie de un líquido dentro de un recipiente con el fin de retardar su evaporación.

Petróleo Sustancia, generalmente líquida, que se encuentra en forma natural en la tierra y se compone principalmente de una mezcla de componentes de carbono e hidrógeno con o sin otros compuestos no metálicos tales como azufre, oxígeno y nitrógeno. Los compuestos que integran el petróleo pueden encontrarse en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura existentes.

Petróleo crudo Mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en los yacimientos subterráneos y que permanece en fase líquida a presión atmosférica después de pasar por elementos de separación en la superficie.

Pérdida de presión (caída) Presión diferencial en la corriente de fluido (que variará con la tasa de flujo) entre la entrada y la salida de un medidor, enderezador de flujo, válvula, filtro, tramos de tuberías, etc.

Probador, medidor Recipiente abierto o cerrado de volumen conocido utilizado

como un volumen de referencia estándar para la calibración de medidores en servicio de petróleo líquido. Estos probadores son diseñados, fabricados y utilizados de acuerdo las recomendaciones del Capítulo 4 de MPMS del API.

S

Sensor Porción del sistema de muestreo que se extiende dentro de la tubería y dirige una porción del fluido al extractor de muestra.

Sistema automático de transferencia de custodia de arrendamiento (abreviado LACT). Conjunto de equipos diseñado para las transferencias de custodia no atendidas de hidrocarburos líquidos desde los arrendamientos de producción hasta el medio de transporte.

T

Tabla de capacidad Comúnmente se conoce como “tabla de capacidad del tanque” o “tabla de calibración”, que muestra las capacidades o volúmenes en un tanque a varios niveles de líquido medidos desde el punto de referencia.

Tubo de aforo (También llamado: Tubo fijo o Pozos fijos). Sección vertical de tubería que se extiende desde la plataforma de medición hasta cerca del fondo de los tanques equipados con techos flotantes internos o externos. Los tubos de aforo también se pueden encontrar en buques y barcazas.

Tasa máxima de flujo del medidor Tasa máxima de flujo recomendada por el fabricante del medidor o autorizada por un organismo regulador. La tasa máxima se determina tomando en cuenta la precisión, durabilidad, caída de presión, repetibilidad y linealidad.

Tasa mínima de flujo del medidor Tasa mínima de flujo recomendada por el fabricante del medidor o autorizada por un organismo regulador. La tasa mínima se determina tomando en cuenta la precisión, repetibilidad y linealidad.

Tanque convencional Un tanque de una forma comúnmente utilizada en la industria del petróleo que no ha sido construido para soportar ninguna presión apreciable o vacío en el espacio de vapor.

Tanque de techo flotante Tanque en el cual un techo flota libremente en la superficie del líquido, excepto a bajos niveles cuando el peso del techo es transmitido por sus soportes al fondo del tanque.

Tasa de flujo Cociente de un volumen o masa de un líquido que pasa por un punto de la línea por unidad de tiempo.

V

Varilla o barra de aforo Pieza rígida de madera o metal que contiene una escala de medición usualmente graduada en unidades de volumen.

Válvula, bloqueo y desahogo Válvula de alta confiabilidad con sellos dobles y diseñada para determinar si alguno de sus sellos tiene fugas.

Válvula de bloqueo de gas (presión), tanque Dispositivo colocado en la escotilla de medición en un tanque presurizado que permite la medición y extracción manual de muestras sin la pérdida de vapor.

Válvula, contrapresión Válvula que se utiliza para mantener automáticamente una presión de manera uniforme en su entrada.

Válvula, exceso de flujo Válvula utilizada para evitar automáticamente que la tasa de flujo del líquido en una tubería exceda el límite más alto permitido.

Válvula, presión diferencial Válvula utilizada para regular automáticamente una diferencia de presión uniforme entre dos puntos específicos en una tubería.

Válvula, retención (check) Válvula utilizada para controlar el flujo en una dirección seleccionada y evitar que el líquido fluya en la dirección contraria.

Volumen neto estándar (abreviado NSV). Volumen total del petróleo líquido excluyendo agua y sedimento y agua libre, corregido por el factor de corrección de volumen apropiado (C_{t1}) para la temperatura observada y gravedad API, densidad relativa o densidad a una temperatura estándar, como 60°F o 15°C y también corregido por el factor de corrección de presión aplicable y el factor (C_{p1}) del medidor.

Volumen total calculado (abreviado TCV). Volumen total de todo el petróleo líquido más agua y sedimento, corregido por el factor de corrección de volumen apropiado (C_{t1}) a la temperatura observada y gravedad API, densidad relativa o densidad a la temperatura estándar de 60°F o 15°C y también corregida por el factor de corrección de presión aplicable (C_{p1}) y el factor del medidor, más toda el agua libre medida a la temperatura y presión observadas (volumen bruto estándar mas agua libre).

Volumen total observado (abreviado TOV). Volumen total medido del petróleo líquido, sedimento y agua, sólidos y agua libre medidos a la temperatura y presión observadas.

Verificación del medidor

(a) Pasos múltiples o viajes de ida y vuelta del elemento desplazador en un probador con el propósito de determinar el factor del medidor.

°(b) Establecer un factor del medidor comparando su lectura con un probador de volumen conocido.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Manual of Petroleum Management Standard. (2002). Washington. DC. American Petroleum Institute. Primera Edición.
- Guillermo Fernando Guerra del Hierro MSc (2014). ESTIMATION OF THE OIL PRODUCTION POTENTIAL OF THE FIELD SINGUE, ORIENTE BASIN, ECUADOR. Tesis de maestría en Ingeniería en Petróleos y Gas. University of Salford. Manchester.
- Granada, M. Buitrago, D. Silva, D. Alvares, A. (2013). Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Medición Dinámica. Colombia: Ecopetrol S. A.
- Granada, M. Santizabal, R. (2010). Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Cálculo de Cantidades de Petróleo. Colombia: Ecopetrol S.A.
- José Ramón López López. (2011). CALIBRACIÓN DE INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE FLUJO PARA CONDUCTOS CERRADOS. Tesis de maestría en Ingeniería en Petróleos. Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Welded Tanks for Oil Storage. (2012). API Publishing Services, 1220 L Street, N W, Washington, D. C. 20005. Eleventh Edition.
- Manual para la Construcción, Inspección y Reparación de Tanques Cilíndricos. (2006). México: Pemex S.A.

- Juan Manuel León Estrada, “Diseño y cálculo de recipientes a presión”, Edición 1994 México D.F.
- Manual de Operación de Tanques. (2008). Edición 1994 México D.F.
- Ley de Hidrocarburos. (2011).
- EMERSON. (2014). Micro Motion and Rosemount Flow Product Catalog. 12001 Technology Drive Eden Prairie, MN 55344 USA.
- FMC TECHNOLOGIES(2014). Soluciones de Medición para Líquidos. FMC Technologies Inc. 1803 Gears Road Houston, Texas 77067 USA.
- Kamyab, H. and Palmer, S. C. (1989). Analysis of displacements and stresses in oil storage tanks caused by differential settlement, Proc. Inst. Mechanical Engineers, UK, vol. 203(C1).
- Romero, R. (2011). INCERTIDUMBRE EN LA CALIBRACION DE UN PROBADOR VOLUMÉTRICO BIDIRECCIONAL. Cués, El Marqués, Qro.
- SIEMENS. (2014). Instrumentación de campo para la automatización de procesos. Siemens AG, Industry Sector Sensors and Communication 76181 KARLSRUHE ALEMANIA.
- ENVIROCONTROL. (2009). Procedimiento de calibración específico para la determinación de masa y densidad en medidores Coriolis.

ANEXOS

ANEXO 1

FORMATOS SUGERIDOS POR EL MANUAL DE NORMAS PARA LA MEDICIÓN DEL PETRÓLEO (MPMS).

**FORMATO (A) SUGERIDO POR EL MANUAL DE NORMAS PARA LA
MEDICIÓN DEL PETRÓLEO.**

Report No.:.....
Date:.....

Tank No.:
(Old Tank No.):.....
Owner's Name:
Plant or Property Name:.....
Location:
Manufactured by:
Erected by:
Prepare: Copies: Increments in: Fractions to:
Table Form or Size Desired:
Height: Shell: Gauging:
Type of Roof: Weight of Floating Roof:
Tank Contents—Name: Avg. Liquid Temp., °F:
Gauge: ft. in.; Innage to: Shell Floor or Outage
Hydrometer Reading: at °F Sample Temperature
Gauging Reference Point to Top of Top Angle: ft. in.; Normal Service.
Shell Circumferences:
A..... D..... G.....
B..... E..... H.....
C..... F..... J.....

Descriptions of Shell Plates and Joints ^a

Ring No.	Thickness	Type of Vertical Joint	Set, in or out	Width of Lap or Strap	Thickness of Lap or Strap	No. of Joints	Inside Ring Height
7
6
5
4
3
2
(Btm. Ring) 1

Shell Connections: ^b

No.	Description	Elevation—Top of Floor to Bottom of Connection
1
2
3
4
5
6

Amount of Tank Lean from Vertical: ^c in. in. ft. in.
Circumference Tape Used: Date Chk'd at
Tank Measured by: for
Deadwood and Tank Bottom—Use separate sheets. For each piece or item of deadwood record description, size, number of occurrences, and location related to other height measurement data recorded.
Explanatory Notes (such as type of bottom, height or depth of crown, etc.)
.....
.....

Note: No. = Number; Avg. Liquid Temp. = Average Liquid Temperature; ft. = foot/feet; in. = inch(es)
^aShow sketches of vertical and horizontal joints on back of this Table.
^bShow circumferential location on plan view sketched on back of this Table.
^cShow direction of lean on plan view sketched on back of this Table.

**FORMATO (B) SUGERIDO POR EL MANUAL DE NORMAS PARA LA
MEDICIÓN DEL PETRÓLEO.**

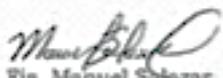
	Report No.:						
	Date:						
Tank No:							
(Old Tank No.):							
Owner's Name:							
Plant or Property Name:							
Location:							
Manufactured by:							
Erected by:							
Prepare:	Copies: Increments in : Fractions to:						
Table Form or Size Desired:							
Height: Shell :	Gauging:						
Type of Roof:	Weight of Floating Roof:						
Tank Contents—Name:	Avg. Liquid Temp., *F:						
Gauge: ft. in.;	Tank Service: API Gravity:						
Hydrometer Reading: at	*F Sample Temperature						
Shell Circumferences:							
A.....	D..... G.....						
B.....	E..... H.....						
C.....	F..... J.....						
Descriptions of Shell Plates and Joints:							
Ring No.	Thickness	Type of Vertical Joint	Set, in or out	Width of Lap or Strap	Thickness of Lap or Strap	No. of Joints	Inside Ring Height
7
6
5
4
3
2
(Btm. Ring) 1
Deadwood and Remarks (use reverse side if necessary):							
<u>Deadwood</u>	<u>Description</u>	<u>No.</u>	<u>Size</u>	<u>Elevation</u>	<u>From</u>	<u>To</u>	
	
	
	
	
Type of Bottom:				Height of Crown:			
Witness:				Measurements by:			
Note: Avg. Liquid Temp.=Average Liquid Temperature; *F=degrees Fahrenheit.; in.=inches; ft=foot; Btm = Bottom							

Fuente: Manual de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 2 – Sección 2.2 A.

ANEXO 2

**CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN DE LA CINTA DE
TRABAJO**

CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN DE LA CINTA DE TRABAJO

	SERVICIO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN LABORATORIO NACIONAL DE METROLOGÍA (L.N.M.) DIVISIÓN DIMENSIONAL LABORATORIO DE LONGITUD
<h1 style="margin: 0;">CERTIFICADO DE CALIBRACION</h1>	
Certificado No.: LNM-L-2014-496 Fecha de Calibración: 2014-10-24	Página 1 de 3
Instrumento: CINTA DE AFORO Marca: LUPKIN Modelo o Tipo: ***** Serie: ***** Clase: *****	
Código de identificación: V-CA-002 Rango: (0 - 20) m División de escala: de (0 a 0,15) m es 2 mm de (0,25 a 20) m es 1 mm	
Propietario: VERIPET CIA. LTDA. Dirección: Quito, Veintimilla E9-26 y Leonidas Plaza, Ed. UZIEL, 5to piso, Of. 503 Observaciones: Calibrado junto con una plomada de código: V-CA-002-P Adhesivo No.: 05249	
<p>El Servicio Ecuatoriano de Normalización, realizó en el Laboratorio de Longitud del LNM, la calibración del instrumento arriba descrito utilizando el Patrón de referencia trazable a la unidad de longitud del Sistema Internacional de Unidades, SI, a través del Flexómetro Patrón Nacional de 10 m certificado OT N° 103/19704 perteneciente al laboratorio Nacional de Metrología.</p> <p>La calibración fue realizada bajo un Sistema de Gestión de la Calidad conforme con la NTE ENEN-ISO/IEC 17025:2006.</p> <p>Los resultados de la calibración y su incertidumbre se exponen en las páginas siguientes y son parte de este documento y se refieren al momento y condiciones en que se realizó la calibración.</p> <p>El LNM no se responsabiliza de los perjuicios que pueda ocasionar el uso inadecuado del instrumento calibrado.</p> <p>Es responsabilidad del cliente establecer la fecha de una nueva calibración del instrumento. El tiempo de validez de los resultados contenidos en este Certificado, depende tanto de las características del instrumento como de las prácticas de manejo y uso.</p> <p>El usuario está obligado a tener el instrumento recalibrado en intervalos apropiados.</p> <p>El presente certificado de calibración certifica los valores obtenidos expresados como los resultados de las calibraciones y no constituye un certificado de aptitud para el uso del patrón, instrumento o equipo.</p> <p>Este documento no significa certificación de calidad y no debe ser utilizado con fines publicitarios. Prohibida su reproducción parcial, la reproducción total deberá hacerse con la autorización escrita de la Dirección Ejecutiva.</p>	
 Fis. Manuel Sotomayor Responsable del Laboratorio de Longitud	
<small>Oficina Principal: Espinosa Moreno E9-29 y Alameda, casilla 17-01-3395, Teléfonos: (02) 2 2014-880 al 2014-891, URL: www.normalizacion.gub.ec, Quito - Ecuador. Laboratorio: Adipolita "General Rueda" puerta peatonal No. 5, teléfono: (02) 2 2044-394, 2049-988, 2049-176 e-mail: info@normalizacion.gub.ec, Quito - Ecuador</small>	
LNM FC 25-8 (2014-07-03)	
	

CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN DE LA CINTA DE TRABAJO

Página 2 de 3					
Propietario: VERIPET CIA. LTDA. Certificado No.: LNM-L-2014-496 Fecha de Calibración: 2014-10-24					
CONDICIONES AMBIENTALES DEL ENSAYO					
TEMPERATURA: (20 ± 3) °C PRESION ATM.: (733 a 747) hPa HUMEDAD REL.: (50 ± 20) %					
METODO UTILIZADO: LPC PC 11, Procedimiento para calibración de cintas. PATRONES UTILIZADOS: Flexómetro de 7 metros certificación LPCI-L-2014-001 y el Medidor de alturas de 300mm certificación LNMI-L-2014-002. INCERTIDUMBRE DE MEDIDA: La incertidumbre expandida de medida informada se ha obtenido multiplicando la incertidumbre estándar de medida por el factor de cobertura K=2 que, para una distribución normal corresponde a una probabilidad de cobertura de aproximadamente el 95%; y, se la estimó de acuerdo al documento "Guide to the Expression of the Uncertainty in Measurement" de la ISO.					
ESTADO DE RECEPCION DEL INSTRUMENTO					
PRUEBAS			RESULTADO		
Inspección visual: El instrumento se encuentra en buenas condiciones sin huellas visibles de corrosión y abolladuras.			Conforme		
Nota:					
RESULTADOS OBTENIDOS					
Intervalo (m)	Longitud (m)	Error (mm)	e.m.p. (Recomendación Internacional OIML R 35)		
			Clase I (± mm)	Clase II (± mm)	Clase III (± mm)
0 a 0,050000	0,049740	-0,28	0,11	0,31	0,62
0 a 0,100000	0,099750	-0,25	0,11	0,32	0,64
0 a 0,150000	0,149900	-0,10	0,12	0,33	0,66
0 a 0,250000	0,250400	0,40	0,13	0,35	0,70
0 a 0,300000	0,300610	0,61	0,13	0,36	0,72
0 a 1,000000	1,000580	0,58	0,20	0,50	1,00
0 a 2,000000	2,001070	1,07	0,30	0,70	1,40
0 a 3,000000	3,001280	1,28	0,40	0,90	1,80
0 a 4,000000	4,001240	1,24	0,50	1,10	2,20
0 a 5,000000	5,001360	1,36	0,60	1,30	2,60
0 a 10,000000	10,002050	2,05	1,10	2,30	4,60
0 a 15,000000	15,002870	2,87	1,60	3,30	6,60
0 a 20,000000	20,003480	3,48	2,10	4,30	8,60
Incertidumbre de calibración:		246 μm	k = 2		



ANEXO 3

CORRECCIONES Y VOLUMEN INCREMENTAL POR

ANILLOS

CORRECCIONES Y VOLUMEN INCREMENTAL POR ANILLOS

CORRECCIONES EN LAS MEDICIONES REALIZADAS CON CINTA DE TRABAJO.			
Se considera tres correcciones en la cinta.			
1. Corrección considerando la calibración de la cinta maestra. (Master Tape)			
	Medida	Medida Real	
Master Tape @ T calibración	100	100,0026	
Master Tape Medida Campo	156,08	X=	156,08376 [ft]
156,084 [ft]	Valor que representa la medición realizada con la cinta maestra en campo.		
2. Corrección por Temperatura.			
Esta corrección llevará la medición realizada a condiciones estandar de temperatura.			
T estandar	60	[°F]	C = 0,0000065 [ft/°F]
$Factor\ de\ Corrección = 1 + [(Ts - Tc) + C]$			
$Factor\ Corrección = 0,99995$			
Longitud Corregida =	156,076	[ft]	
Valor a restar de cada anillo =	0,00406	[ft]	
3. Corrección de las mediciones de la cinta de trabajo cuando la cinta no entra en contacto con la superficie de la carcaza del tanque.			
Se considera dos restricciones sobre la superficie de la carcaza del tanque.			
Cuando es necesario que la cinta este sobre tapa juntas.			
$Corrección = \left[\frac{2 + N + t + W}{d} + \frac{8 + N + t}{3} = \sqrt{\frac{1}{d}} + 12 \right]$			
Cuando es necesario que la cinta este sobre juntas en solape.			
$Corrección = \left[\frac{4 + N + t}{3} + \sqrt{\frac{r}{2d}} \right]$			
Nota : Los significados de cada variable se encuentran en el CAPITULO 2.			

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

CORRECCIONES Y VOLUMEN INCREMENTAL POR ANILLOS

Variables:			
Ejemplo de cálculo			
Tapa Juntas		Juntas en Solape	
N =	0	N =	0
t [in] =	0	t [in] =	0
W [in] =	0	d [in] =	556,8
d [in] =	556,8		
Factor de Corrección por el número de tapa juntas		Factor de Corrección por el número de solapes del anillo.	
Fc =	0,0000 [ft]	Fc =	0,0000 [ft]
<p>NOTA: Este cálculo se aplicará para cada anillo en el cual esten presentes estas características.</p>			
<p>4. CORRECCIONES POR CARGA DE LIQUIDO SOBRE LAS PAREDES DEL TANQUE. Se realizarán dos correcciones: Por Contracción y por Expansión</p>			
<p>Altura del liquido que soporta cada anillo (h) [ft].</p>			
	Altura del Anillo	Altura del liquido	
	6,959	30,089	
	6,686	23,13	
	6,929	16,444	
	5,814	9,515	
	3,701	3,701	
<p>1. Corrección por contracción. Se llevará al tanque a condiciones de estrés cero.</p>			
$\Delta C = -K \frac{G + H + C^2}{t}$		<p>Donde: $K = \frac{623}{24 \cdot \pi \cdot E} = 7,72E-09$</p>	
<p>Nota : Los significados de cada variable se encuentran en el CAPITULO 2.</p>			

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

CORRECCIONES Y VOLUMEN INCREMENTAL POR ANILLOS

2. Corrección por expansión.																																																
Considera la expansión del casco, este efecto añadirá cierta cantidad de longitud a la longitud corregida anteriormente.																																																
$\Delta C = K + \frac{G + H + C^2}{t}$																																																
Nota : Los significados de cada variable se encuentran en el CAPITULO 2.																																																
CORRECCIÓN DE LA CIRCUNFERENCIA EXTERNA POR ESPESOR DE LA PARED DE																																																
Para cada anillo se hará la corrección por el espesor.																																																
$\text{Corrección por espesor de placa} = \frac{\pi \times t}{6}$																																																
<table border="1" style="margin: auto; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="padding: 5px;">Número Anillo</th> <th style="padding: 5px;">Espesor [in]</th> <th style="padding: 5px;">corrección [ft]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td style="text-align: center;">1</td><td style="text-align: center;">0,2520</td><td style="text-align: center;">0,1319</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">2</td><td style="text-align: center;">0,2500</td><td style="text-align: center;">0,1309</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">3</td><td style="text-align: center;">0,2500</td><td style="text-align: center;">0,1309</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">4</td><td style="text-align: center;">0,2500</td><td style="text-align: center;">0,1309</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">5</td><td style="text-align: center;">0,2500</td><td style="text-align: center;">0,1309</td></tr> </tbody> </table>							Número Anillo	Espesor [in]	corrección [ft]	1	0,2520	0,1319	2	0,2500	0,1309	3	0,2500	0,1309	4	0,2500	0,1309	5	0,2500	0,1309																								
Número Anillo	Espesor [in]	corrección [ft]																																														
1	0,2520	0,1319																																														
2	0,2500	0,1309																																														
3	0,2500	0,1309																																														
4	0,2500	0,1309																																														
5	0,2500	0,1309																																														
VARIO DE CORRECCIONES DE CIRCUNFERENCIA EXTERNA A CIRCUNFERENCIA INT																																																
<table border="1" style="margin: auto; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="padding: 5px;">Número de Anillo</th> <th style="padding: 5px;">Circunferencia Medida [ft]</th> <th style="padding: 5px;">Corrección Master Tape [ft]</th> <th style="padding: 5px;">Corrección por Elevación</th> <th style="padding: 5px;">Corrección por Contracción</th> <th style="padding: 5px;">Corrección por Espesor de Placa [ft]</th> <th style="padding: 5px;">Corrección por Expansión</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td style="text-align: center;">1</td><td style="text-align: center;">156,08</td><td style="text-align: center;">0,00406</td><td style="text-align: center;">0</td><td style="text-align: center;">0,022455</td><td style="text-align: center;">0,0000</td><td style="text-align: center;">0,004606</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">2</td><td style="text-align: center;">156,075</td><td style="text-align: center;">0,00406</td><td style="text-align: center;">0</td><td style="text-align: center;">0,017398</td><td style="text-align: center;">0,0000</td><td style="text-align: center;">0,0044607</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">3</td><td style="text-align: center;">156,032</td><td style="text-align: center;">0,00406</td><td style="text-align: center;">0</td><td style="text-align: center;">0,012362</td><td style="text-align: center;">0,0000</td><td style="text-align: center;">0,0046205</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">4</td><td style="text-align: center;">156,075</td><td style="text-align: center;">0,00406</td><td style="text-align: center;">0</td><td style="text-align: center;">0,007157</td><td style="text-align: center;">0,0000</td><td style="text-align: center;">0,0038794</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">5</td><td style="text-align: center;">156,075</td><td style="text-align: center;">0,00406</td><td style="text-align: center;">0</td><td style="text-align: center;">0,002784</td><td style="text-align: center;">0,0000</td><td style="text-align: center;">0,0024696</td></tr> </tbody> </table>							Número de Anillo	Circunferencia Medida [ft]	Corrección Master Tape [ft]	Corrección por Elevación	Corrección por Contracción	Corrección por Espesor de Placa [ft]	Corrección por Expansión	1	156,08	0,00406	0	0,022455	0,0000	0,004606	2	156,075	0,00406	0	0,017398	0,0000	0,0044607	3	156,032	0,00406	0	0,012362	0,0000	0,0046205	4	156,075	0,00406	0	0,007157	0,0000	0,0038794	5	156,075	0,00406	0	0,002784	0,0000	0,0024696
Número de Anillo	Circunferencia Medida [ft]	Corrección Master Tape [ft]	Corrección por Elevación	Corrección por Contracción	Corrección por Espesor de Placa [ft]	Corrección por Expansión																																										
1	156,08	0,00406	0	0,022455	0,0000	0,004606																																										
2	156,075	0,00406	0	0,017398	0,0000	0,0044607																																										
3	156,032	0,00406	0	0,012362	0,0000	0,0046205																																										
4	156,075	0,00406	0	0,007157	0,0000	0,0038794																																										
5	156,075	0,00406	0	0,002784	0,0000	0,0024696																																										
CIRCUNFERENCIA INTERNA CORREGIDA DE CADA ANILLO																																																
Finalmente se tendrá la circunferencia interna de cada anillo corregida.																																																
<table border="1" style="margin: auto; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="padding: 5px;">Número de Anillo</th> <th style="padding: 5px;">Circunferencia Medida [ft]</th> <th style="padding: 5px;">Circunferencia Interna Corregida</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td style="text-align: center;">1</td><td style="text-align: center;">156,08</td><td style="text-align: center;">156,0578</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">2</td><td style="text-align: center;">156,075</td><td style="text-align: center;">156,0578</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">3</td><td style="text-align: center;">156,032</td><td style="text-align: center;">156,0197</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">4</td><td style="text-align: center;">156,075</td><td style="text-align: center;">156,0675</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">5</td><td style="text-align: center;">156,075</td><td style="text-align: center;">156,0704</td></tr> </tbody> </table>							Número de Anillo	Circunferencia Medida [ft]	Circunferencia Interna Corregida	1	156,08	156,0578	2	156,075	156,0578	3	156,032	156,0197	4	156,075	156,0675	5	156,075	156,0704																								
Número de Anillo	Circunferencia Medida [ft]	Circunferencia Interna Corregida																																														
1	156,08	156,0578																																														
2	156,075	156,0578																																														
3	156,032	156,0197																																														
4	156,075	156,0675																																														
5	156,075	156,0704																																														

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

CORRECCIONES Y VOLUMEN INCREMENTAL POR ANILLOS

CÁLCULO DEL VOLUMEN INCREMENTAL POR ANILLO				
El volumen incremental sera calculado a partir de la circunferencia interna corregida.				
Conociendo	1 barril =	9702	in ³	
Ejemplo de cálculo.				
Realizar los cálculos para determinar el incremental de volumen del primer anillo.				
Circunferencia interna corregida [in]		1872,6935		
Se determina el area que representa la circunferencia del anillo:				
$r = \frac{\text{Circunferencia interna corregida}}{2 + \pi}$ [in]	r [in] =	298,04843		
Area Circunferencia = $\pi + r^2$ [in ²]	Area [in ²]	279076,68		
Entonces:				
$\frac{1 \text{ barril}}{9702 \text{ in}^3} \times \frac{\text{Area Circunferencia in}^2}{1} = X \frac{\text{barriles}}{\text{in}}$				
Incremental de volumen por anillo.				
Volumen Incremental :		28,7649	Barriles/in	
Volumen Incremental por Anillo.				
	Número de Anillo	r [in]	Area [in ²]	Volumen Incremental [barriles/in]
	1	298,0484	279076,7	28,764861
	2	298,0485	279076,7	28,764865
	3	297,9757	278940,5	28,75082
	4	298,0669	279111,3	28,768426
	5	298,0726	279121,9	28,769519

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés

ANEXO 4

DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN MUERTO

DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN MUERTO

VOLUMEN MUERTO			
Se considera tres variables para el cálculo del volumen muerto del tanque.			
1. Volumen Muerto Estructural.			
Desde [in]	Hasta [in]	Descripción	Volumen Incremental
3,50	36,00	MAN HOLE DE LIMPIEZA	0,020698251
18,50	41,54	MAN HOLE	0,013212354
48,03	50,03	TUBERIA CON VALVULA	0,001912256
21,65	25,65	TUBERIA CON VALVULA	0,002104008
6,30	10,30	TUBERIA CON VALVULA	0,002103482
17,72	29,72	TUBERIA CON VALVULA	0,011092012
16,54	32,54	TUBERIA CON VALVULA	0,019888711
210,24	220,12	TUBERIA CON VALVULA	0,009998373
129,92	131,92	TUBERIA CON VALVULA	0,000956607
16,93	28,93	TUBERIA CON VALVULA	0,016828699
112,99	124,99	TUBERIA CON VALVULA	0,015680503
27,17	37,17	TUBERIA CON VALVULA	0,00988098
16,54	18,54	TUBERIA CON VALVULA	0,002646611
24,41	28,41	TUBERIA CON VALVULA	0,002422192
9,45	13,45	TUBERIA CON VALVULA	0,002167224
319,69	329,57	TUBERIA CON VALVULA	0,009997968
0,00	361,06	COLUMNA CENTRAL	0,002914287
0,00	0,00	* SUMIDEROS	8,813115829
* El volumen de sumideros se sumará y esta a nivel del fondo del tanque.			
2. Forma del fondo de tanque.			
Esta corrección sera realizada solo si el fondo del tanque es diferente a plano.			
Ejemplo de cálculo: Fondo conico hacia arriba.			
Se determina el volumen del cono utilizando el incremental volumetrico del primer anillo y la altura del cono.			
Incremental anillo inferior [Barriles / in] =	28,7649		
Altura del cono [in] =	3,031		
$\text{Factor de Vol} = \frac{(\text{Barriles por pulgada del anillo inferior} \times \text{altura del cono})}{3(\text{altura del cono})^2}$			
Factor Volumétrico [barriles/in ³] =	1,04368		

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.

DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN MUERTO

Altura Tanque		Altura de Propagación			Factor Volumétrico * Volumen de propagación [barriles/in]
De [in]	Hasta [in]	h final	h inicial	hf ³ -hi ³	
0' - 0"	0' - 1"	3,5	2,5	27,25	28,44039719
0' - 1"	0' - 2"	2,5	1,5	12,25	12,78513268
0' - 2"	0' - 3"	1,5	0,5	3,25	3,391973977
0' - 3"	0' - 3 1/2"	0,5	0	0,125	0,130460538
Total Volumen Muerto por forma de Fondo [barriles] =					44,74796439
<p>Nota: Estos 44,7479 barriles serán restados del volumen contabilizado en la tabla de calibración.</p>					
<p>3. Techo flotante. Se utilizara el peso del techo flotante para determinar el volumen de liquido desplazado. Según el diseño del techo flotante el peso tiene que flotar sobre la mitad del diametro del ponton.</p>					
Datos:					
Peso del techo [libras] =	NA				
Gravedad API =	28		Densidad [lbs/galon] =	7,390	
Diametro Ponton [in] =	NA				
Ejemplo de cálculo:					
$4900 \text{ lbs} \div \frac{1 \text{ galon}}{6.151 \text{ lbs}} \div \frac{1 \text{ barril}}{42 \text{ galones}} = 18.9671 \text{ barriles}$					
Desplazamiento por el peso del techo [barriles] = #¡VALOR!					
Factor Volumétrico [barriles/in ²] = #¡VALOR!					
<p>Nota: El volumen muerto resultante del peso del techo flotante se tiene que determinar en la zona critica. Ver en Figura 2.15. CAPÍTULO 2</p>					
Altura Tanque		Altura de Propagación			Factor Volumétrico * Volumen de propagación [barriles/in]
De [in]	Hasta [in]	h final	h inicial	hf ³ -hi ³	
3' - 6 1/4"	3' - 7 1/4"	1	0	1	#¡VALOR!
3' - 7 1/4"	3' - 8 1/4"	2	1	3	#¡VALOR!
3' - 8 1/4"	3' - 9 1/4"	3	2	5	#¡VALOR!
3' - 9 1/4"	3' - 10 1/4"	4	3	7	#¡VALOR!
Total Volumen Muerto por forma de Fondo [barriles] =					#¡VALOR!

Elaborado: Chamba Yandry, Tapia Andrés.