

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA PARA OPTIMIZAR Y REDUCIR DIFERENCIAS EN MEDICIONES DE AFORO Y TRANSMISORES DE NIVEL EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO MEREY-16 EN COMOR, DISTRITO MORICHAL

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Medina F Juan C
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA PARA OPTIMIZAR Y REDUCIR DIFERENCIAS EN MEDICIONES DE AFORO Y TRANSMISORES DE NIVEL EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO MEREY-16 EN COMOR, DISTRITO MORICHAL

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Jenny Graterol

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Lenin García

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Medina F Juan C
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2013

Caracas, Noviembre de 2013


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Juan C. Medina F., titulado:

"Propuesta para optimizar y reducir diferencias en mediciones de aforo y transmisores de nivel en tanques de almacenamiento de crudo merey-16 en COMOR, distrito morichal"

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Sandro Gasbarri
Jurado


Prof. Pedro Diaz
Jurado


Prof. Jenny Graterol
Tutor Académico


Ing. Lenin Garcia
Tutor Industrial



A **DIOS** y a la **Virgen Del Valle** por guiarme y protegerme siempre.
A mis Padres por ser los mejores del mundo, por darme su amor y la
formación que hoy me hacen la persona que soy.

¡Con mucho Cariño!

A la Universidad Central de Venezuela, siento un gran orgullo de haber realizado mi carrera universitaria en ésta ilustre institución.

A PDVSA Distrito Morichal, a la Gerencia de Coordinación Operacional Faja y su personal de COMOR, por haberme ofrecido un tema tan interesante y proporcionarme toda la ayuda necesaria para desarrollarlo.

A mis padres, Yolanda y Julio; por haber estado siempre conmigo apoyándome incondicionalmente en todo momento de mi vida, los quiero mucho.

A mis hermanos Julio Cesar y Carlos Julio por brindarme siempre su cariño y ayuda, gracias.

A mi todos los miembros de la familia Meza Febres, por haberme brindado su hogar, su cariño, su apoyo y compañía, los quiero.

A mis queridos amigos que compartieron todos estos años de carrera

A mis Compañeros tesisistas y pasantes del Distrito Morichal

Un especial agradecimiento a mis tutores Jenny Graterol y Lenin García, por transmitirme sus conocimientos y ofrecerme siempre su apoyo en la realización de éste trabajo

En general a todos los que de una u otra manera intervinieron para que éste trabajo se hiciera posible

Medina F., Juan C.

PROPUESTA PARA OPTIMIZAR Y REDUCIR DIFERENCIAS EN MEDICIONES DE AFORO Y TRANSMISORES DE NIVEL EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO MEREY-16 EN COMOR, DISTRITO MORICHAL

Tutor Académico: Prof. Jenny Graterol. **Tutor Industrial:** Ing. Lenin García.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2013, 207p.

Palabras Claves: Tanques de almacenamiento, Merey-16, Dispositivos de medición, Telemetría, Aforo.

Resumen: El principal objetivo de presente trabajo, fue elaborar propuesta para optimizar las mediciones entre el aforo y los transmisores de nivel en los tanques de almacenamiento de crudo Merey-16 del Centro Operativo Morichal, con la finalidad de reducir las diferencias entre ambos métodos y garantizar una exacta fiscalización. Actualmente en COMOR se aplican los procedimientos de medición establecidos por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería para la toma de niveles de crudo y agua libre, temperatura, muestreo del productos y el análisis de laboratorio de la °API, densidad, peso específico entre otros. El procedimiento empleado avalado por el ministerio para el cálculo de medidas de nivel de fluidos fue el aforo y debido a que en condiciones adversas es imposible aforar los tanques, se consideran las mediciones de los transmisores de nivel, existiendo diferencias significativas entre ambas medidas. Se evaluaron los efectos que ejercen las propiedades del crudo y del tanque que afectaron la medición siendo la más significativa los cambios de densidad. Para la propuesta de calibración se realizó un ajuste lineal de los parámetros de medición del transmisor de presión para así obtener una ecuación lineal la cual fue evaluada y comprobada su capacidad de reducir significativamente las diferencias entre las medidas de aforo y del transmisor llevándola hasta menos de 1%. Para la propuesta de sustitución del transmisor de presión se realizó un estudio de todas las posibles tecnologías de dispositivos de medición disponibles en el mercado evaluando sus ventajas, desventajas y desempeño operacional y así se logró proponer el dispositivo más óptimo que mejore la calidad de las mediciones en los tanques de almacenamiento en COMOR.

Índice

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	5
EL PROBLEMA	5
1.1. Planteamiento del problema	5
1.1.1. Gerencia de Coordinación Operacional Faja (COF)	5
1.2. Objetivos	7
1.2.1. Objetivo General.....	7
1.2.2. Objetivos Específicos	7
1.3. Justificación de la Investigación.....	8
1.4. Limitaciones	8
CAPÍTULO II	10
MARCO TEÓRICO	10
2.1. Bases teóricas	10
2.1.1. Tanques de almacenamiento	10
2.1.2. Almacenamiento atmosférico:.....	10
2.1.3. Tipos de tanques atmosféricos o de baja presión:.....	11
2.1.3.1. Tanque de techo flotante:.....	13
2.1.3.2. Tanque de techo fijo:	13
2.1.4. Aforamiento	18
2.1.5. Merey-16	26
2.1.6. Controlador Lógico Programable (PLC).....	26
2.1.7. Sistema SCADA	27
2.1.8. <i>Active Factory Trend</i>	28
2.1.9. Hart Comunicador 375.....	28
2.1.10. Sistema CENTINELA.....	29
CAPÍTULO III	32
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	32
3.1. Ubicación geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco	32
3.2. Empresas de División Carabobo.....	33
3.3. Ubicación geográfica del área en estudio	34
3.4. Centro Operativo Morichal (COMOR)	35

3.4.1. Reseña operacional de COMOR	36
3.4.1.1. Filosofía Operacional de los Módulos A/B (MPE-1).....	37
3.4.1.2. Filosofía Operacional del Módulo C (EPM-1)	41
CAPÍTULO IV	45
MARCO METODOLOGICO.....	45
4.1. Nivel de la investigación	45
4.2. Diseño de la investigación	45
4.3. Población y Muestra	46
4.3.1. Población.....	46
4.3.2. Muestra.....	46
4.4. Procedimiento metodológico.....	47
4.4.1 Procedimientos operacionales de Aforo.	47
4.4.2. Base de datos de Aforo vs Transmisor.....	54
4.4.3. Procedimientos de muestreo y toma de temperatura.	56
4.4.4 procedimientos para determinar la Gravedad API y el porcentaje de agua y sedimentos.....	62
4.4.4.1. Densidad	64
4.4.5. Elaboración de las propuestas.....	68
4.6. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	70
4.7. Instrumentos	71
4.8. Aspectos administrativos	71
CAPÍTULO V	73
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	73
5.1. Funcionamiento del transmisor de nivel por presión hidrostática.....	73
5.2. Procedimientos operacionales de Aforo.	76
5.3. Base de datos de Aforo vs Transmisor.	77
5.3.1. Tanque 80002 TK 80-2.....	79
5.3.2. Tanque 80004 TK 80-4.....	84
5.4. Evaluación de los efectos de la densidad, temperatura, corte de agua, deformación del tanque y sedimentos.	88
5.4.1. Densidad	88
5.4.2. Temperatura.	97
5.4.3. Corte de agua (%AyS).....	98

5.4.4. Deformación del tanque y sedimentos de fondo.....	101
5.4.-Elaboracion de las propuestas.....	102
CAPÍTULO VI	103
PROPUESTAS	103
6.1. Propuesta de calibración	103
6.1.1. Resultados de la Propuesta de calibración.....	109
6.2. Propuesta de sustitución o reemplazo.....	110
6.2.1. Medición automática (Telemetría)	110
6.2.2. Clasificación de las tecnologías de medición de nivel.	110
6.2.3. Clasificación de los dispositivos de medición	113
6.2.3.1. Medición de nivel con dispositivos de Onda de radar guiada ..	114
Principio básico.....	115
Ventajas	116
Limitaciones	117
6.2.3.2. Medición de nivel con dispositivos de Radar sin contacto.	117
Principio básico.....	117
Ventajas	120
Limitaciones	121
6.2.3.3. Medición de nivel con dispositivos Ultrasónico.....	123
Principio básico.....	124
Ventajas	125
Limitaciones	126
6.2.3.4. Medición de nivel con dispositivos Transmisores de presión ..	127
Principio básico.....	127
Ventajas	129
Limitaciones	130
6.2.3.5. Medición de nivel con dispositivos de Capacitancia.....	130
Principio básico.....	130
Ventajas	132
Limitaciones	132
6.2.3.6. Medición de nivel con dispositivos Transmisores de desplazadores	132
Principio básico.....	132

Ventajas	133
Limitaciones	134
6.2.3.7. Medición de nivel con dispositivos Nuclear	134
Principio básico	134
Ventajas	135
Limitaciones	136
6.2.3.8. Medición de nivel con dispositivos Laser.....	136
Principio básico	136
Ventajas	137
Limitaciones	137
6.2.3.9. Medición de nivel con dispositivos Magnetostrictivos.....	138
Principio básico	138
Ventajas	139
Limitaciones	139
6.2.3.10. Medición de nivel con dispositivos Indicadores de nivel magnéticos	140
Principio básico	140
Ventajas	141
Limitantes.....	142
6.2.3.11. Medición de nivel con dispositivo desplazador Servo.....	143
Principio básico	143
Ventajas	144
Limitaciones	145
6.2.3.12. Medición de nivel con dispositivos Interruptores de paletas vibradoras.....	145
Principio básico	145
Ventajas	146
Limitaciones	147
6.2.3.13 Medición de nivel con dispositivos Interruptores de flotadores y desplazadores	147
Principio básico	148
Ventajas	150
Limitaciones	150
6.3.1. Resultados de la Propuesta de sustitución o reemplazo.	151

6.3.1.1. Evaluación de las tecnologías	151
6.3.1.2. Ventajas y limitaciones de las tecnologías o dispositivos disponibles.	159
CONCLUSIONES	163
BIBLIOGRAFIA	166
GLOSARIO	171
APÉNDICES	175
APÉNDICE I	176
Medición en forma directa.....	176
Medición en forma indirecta.....	178
APÉNDICE II	180
Procedimiento para obtener la lectura de temperatura con el Thermo Prove:	180
Procedimiento para obtener la lectura de temperatura con el termómetro tipo taza	180
APÉNDICE III	182
Procedimiento para determinar el nivel del agua libre:	182
APÉNDICE IV	184
Procedimiento de muestreo:	184
APÉNDICE V	186
Instrucción para determinar el contenido de agua y sedimento por centrifugación.....	186
APÉNDICE VI	188
Instrucción para determinar la gravedad api del crudo y diluyente	188
APÉNDICE VII	191
Norma ASTM 1250	191
APÉNDICE VIII	194
Corrección de API por contenido de agua	194
APÉNDICE IX	196
Tablas de calibración de tanques	196
APÉNDICE X	203
Imágenes de los tanques y transmisores de presión hidrostática.....	203

Índice de Figuras

Figura 2. 1 Techo Fijo – Techo Flotante interno/Domo – Techo Flotante	11
Figura 2. 2 Fondos de los tanques de Techo Fijo	12
Figura 2. 3 Fondos de los tanques de Techo Flotante	12
Figura 2. 4 Fondos de los tanques de Techo Flotante Interno/Domo	12
Figura 2. 5 Vista Superior Del Tanque Almacén	15
Figura 2. 6 Partes del Tanque Almacén con Techo Fijo	18
Figura 2. 7 Cinta de Medición	19
Figura 2. 8 Plomadas	21
Figura 2. 9 Pasta de medición de agua libre	22
Figura 2. 10 Especificaciones de la medición	22
Figura 2. 11 Descripción de Botella toma muestra	23
Figura 2. 12 Especificaciones de Botella toma muestra	23
Figura 2. 13 <i>ThermoProve</i>	24
Figura 2. 14 Termómetro tipo Taza	25
Figura 2. 15 Equipos de seguridad personal	25
Figura 2. 16 Hart Comunicador 375	28
Figura 3. 1 Faja Petrolífera del Orinoco	32
Figura 3. 3 Distrito Morichal	34
Figura 3. 4 Centro Operativo Morichal (COMOR)	35
Figura 3. 5 Filosofía Operacional COMOR	37
Figura 3. 6 Proceso Operacional Planta MPE-1	40
Figura 3. 7 Proceso Operacional Planta EPM-1	43
Figura 3. 8 Proceso Operacional COMOR	44
Figura 4. 1 Rosemount 3051L	50
Figura 4. 2 Medición Nivel de agua	58
Figura 4. 3 Niveles de muestreo	61

Figura 5. 1 Ecuación de la recta TK 80-2.....	91
Figura 5. 2 Ecuación de la recta TK 80-4.....	93
Figura 5. 3 Diferencias de Atura TK 80-2.....	95
Figura 5. 4 Diferencias de altura TK 80-4	97
Figura 6. 1 Ecuación recta para TK 80-4	105
Figura 6. 2 Ecuación recta para TK 80-2	108
Figura 6. 3 Costo inicial vs. Rendimiento	112
Figura 6. 4 Costo de Mantenimiento vs. Rendimiento	113
Figura 6. 5 Onda de radar guiada	116
Figura 6. 6 Frecuencia de medición de Radar	118
Figura 6. 7 Antenas de Radar	120
Figura 6. 8 Dispositivo de nivel Radar	120
Figura 6. 9 Múltiple haz.....	122
Figura 6. 10 Falsos ecos de señal	122
Figura 6. 11 Dispositivo de nivel Ultrasónico	124
Figura 6. 12 Medidor Ultrasónico	125
Figura 6. 13 Dispositivo de Transmisores de Presión.....	129
Figura 6. 14 Transmisor de desplazador	133
Figura 6. 15 Dispositivo Nuclear	135
Figura 6. 16 Dispositivo Laser.....	137
Figura 6. 17 Dispositivo de nivel con Elementos Magnetostrictivos.....	139
Figura 6. 18 Indicadores de nivel magnéticos.....	141
Figura 6. 19 Dispositivo de nivel Desplazador	144
Figura 6. 20 Interruptores de paletas vibradoras	146
Figura 6. 21 Dispositivo de nivel Flotador	148
Figura 6. 22 Diferentes Interruptores de flotadores y desplazadores.....	149
Figura 6. 23 Dispositivo de nivel Hibrido	151

Índice de Tablas

Tabla 2. 1 Características de la Cinta de Medición.....	20
Tabla 2. 2 Características de la Plomada	21
Tabla 2. 4 Especificaciones del Termómetro	24
Tabla 3. 1 Empresas División Carabobo.....	33
Tabla 4. 1 Características del transmisor TK 80-4	50
Tabla 4. 2 Rangos de calibración.....	52
Tabla 4. 3 Lecturas de Temperatura.....	57
Tabla 4. 4 Número y niveles muestras.....	60
Tabla 5. 1 Características del tanque 80002	78
Tabla 5. 2 Tanque 80002 lleno	79
Tabla 5. 3 Tanque 80002 vacío	81
Tabla 5. 4 Características del tanque 80004	83
Tabla 5. 5 Tanque 80004 lleno	84
Tabla 5. 6 Tanque 80004 vacío	86
Tabla 5. 7 Densidad TK 80-2	88
Tabla 5. 8 Densidad TK 80-4	89
Tabla 5. 9 Mediciones Aforo, Transmisor TK 80-2.....	90
Tabla 5. 10 Pendiente, gravedad específica TK 80-2	91
Tabla 5. 11 Error Densidad TK 80-2	92
Tabla 5. 12 Mediciones Aforo, Transmisor TK 80-4.....	92
Tabla 5. 13 Pendiente, gravedad específica TK 80-4	93
Tabla 5. 14 Error Densidad TK 80-4	93
Tabla 5. 15 Densidad debido a °API TK 80-2	94
Tabla 5. 16 Altura debido a °API TK 80-2	95
Tabla 5. 17 Densidad debido a °API TK 80-4	96

Tabla 5. 18 Altura debido a °API TK 80-4	96
Tabla 5. 19 %AyS TK 80-2	99
Tabla 5. 20 %AyS TK 80-4	100
Tabla 6. 1 Transmisor TK 80-4	104
Tabla 6. 2 Mediciones Transmisor y Aforo TK 80-4	104
Tabla 6. 3 Valores de “m” y “b” TK 80-4.....	105
Tabla 6. 4 Error Propuesta TK 80-4 lleno	106
Tabla 6. 5 Error Propuesta TK 80-4 vacío	106
Tabla 6. 6 Comparación Propuesta TK 80-4.....	106
Tabla 6. 7 Mediciones Transmisor y Aforo TK 80-2	107
Tabla 6. 8 Valores de “m” y “b” TK 80-2.....	107
Tabla 6. 9 Error Propuesta TK 80-2 lleno	108
Tabla 6. 10 Error Propuesta TK 80-2 vacío	109
Tabla 6. 11 Comparación Propuesta TK 80-2.....	109
Tabla 6. 12 Tecnologías y mediciones.....	114
Tabla 6. 13 Límites de especificaciones	154
Tabla 6. 14 Tecnologías y procesos	160

INTRODUCCIÓN

Durante el transcurso de las primeras décadas del siglo veintiuno se observa que alrededor del mundo existe una mayor cantidad de reservas de crudo pesado que liviano, a pesar de ello, la producción de crudo liviano ha sido considerablemente mayor debido a que éste ha sido relativamente más sencillo y rentable de extraer; sin embargo el alto precio del crudo en el mercado y los avances en la tecnología han hecho posible la explotación de los yacimientos de crudo Pesado y ExtraPesado.

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), contiene un Petróleo Original en Sitio (POES) estimado de 1360 MMBbls de crudo, y se estima obtener por lo menos 235 MMBbls de reservas probadas económicamente recuperables con la tecnología disponible. Esto convierte a Venezuela en el país con la mayor cantidad de petróleo recuperable del mundo.

La FPO inicia en el Estado Delta Amacuro, atraviesa los Estados Monagas y Anzoátegui y parte del Estado Guárico, abarcando un área total de 55.314 Km², de los cuales 18.220 Km² corresponden al área total de reservas probadas. En dirección este-oeste se encuentra dividida por cuatro (4) áreas principales: Carabobo, Ayacucho, Junín y Boyacá.

El área de Carabobo está ubicada en el flanco sur de la cuenca oriental de Venezuela, al sur del Distrito Social de Morichal. La información del área reporta valores de crudos con gravedad predominante de 8,5°API, porosidad promedio de 31,5%, presión inicial 809 Lpc, permeabilidad entre 100-3000 md, y saturación de petróleo promedio de 80%.

Luego de extraer el petróleo del área de Carabobo mediante pozos, éste es transportado hacia diversas estaciones de flujo para extraerles el gas asociado y luego es enviado hacia las plantas de procesamiento del Distrito, entre ellas la Estación Principal Temblador (EPT-1) y el Centro Operativo Morichal (COMOR).

COMOR cuenta con seis (6) tanques de techo fijo para el almacenamiento, medición, fiscalización y su posterior transferencia del crudo Merey-16 hacia el Patio de Tanques Oficina (PTO) del Distrito San Tome.

Estos tanques son los ochenta mil uno (80001), ochenta mil dos (80002), ochenta mil tres (80003), ochenta mil cuatro (80004); los cincuenta y cinco mil uno (55001) y cincuenta y cinco mil dos (55002). Cada uno de ellos posee un transmisor de nivel por presión hidrostática que realiza mediciones automatizadas del nivel del fluido presente en el tanque.

Para obtener la altura del fluido presente en los tanques se realiza en primera instancia el aforo de los mismos. Este es el procedimiento legal aceptado por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, y en segunda instancia se observa el nivel registrado por el medidor de nivel electrónico que posee cada tanque.

En ocasiones se presentan diferencias entre ambas medidas, las cuales no se han podido resolver con los procesos de ajuste y calibración de los equipos y esto genera problemas al momento de realizar la fiscalización mediante el medidor de nivel ya que dependiendo del tamaño del tanque en un (1) pie se puede almacenar alrededor de mil trescientos (1300) barriles, lo cual es una cantidad importante a considerar; además cuando no se pueda realizar el aforo debido a condiciones atmosféricas de lluvia o tiempo nublado

se tomará como referencia la medida obtenida mediante el medidor de nivel electrónico.

El presente proyecto buscó identificar las causas que generan diferencias entre ambos métodos de medición del nivel de los tanques, y así establecer un procedimiento operacional estricto que permita obtener datos más precisos y exactos. Además, se realizó una propuesta para la calibración de los transmisores de nivel por presión hidrostática o la sustitución del mismo con algún otro instrumento de medición de nivel (sistemas de radar, láser, sonda, etc.) con los cuales se obtengan resultados óptimos y en consecuencia se logre reducir la diferencia entre el aforo y el transmisor, ya que en condiciones ambientales adversas, o por el estado de deterioro del techo del tanque se hace imposible realizar el aforo de los mismos.

El presente trabajo consta de seis capítulos en los cuales se desarrollaron todos los aspectos necesarios para completar la investigación.

En el Capítulo I se realiza el planteamiento del problema y sus motivaciones, los objetivos planteados y la justificación del proyecto. Seguidamente se presenta el Capítulo II en el cual se desarrolla el marco teórico acerca de los tanques de almacenamiento, la telemetría, el aforamiento, entre otros. En el Capítulo III se presenta una descripción del área de estudio. En el Capítulo IV se presenta el marco metodológico en el cual se describe el procedimiento de investigación, tipo de estudio, métodos y técnicas así como la población y muestra del mismo. En el Capítulo V se presenta el análisis y discusión de resultados. Seguidamente se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado, luego finalmente se presentan la bibliografía consultada y los anexos que complementan al trabajo.

Mediante este proyecto se estima beneficiar a la gerencia de Coordinación Operacional Faja para realizar un proceso de fiscalización de crudo mucho más exacto y confiable, mediante un estudio analítico de los tanques y sus respectivos transmisores de nivel.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del problema

1.1.1. Gerencia de Coordinación Operacional Faja (COF) ^[1]

La Gerencia de Coordinación Operacional Faja (COF) tiene como funciones y responsabilidades dirigir y administrar los procesos de Recolección, Transporte, Medición, Fiscalización y Embarque de Crudo y Medición de Gas, propios y de terceros, la asistencia técnica para el Tratamiento y Control de Calidad del Crudo, la ejecución de los programas de mantenimiento de las instalaciones, así como; la ejecución de los planes de desarrollo y optimización de la infraestructura asociada al manejo de crudo de la División Faja en el Oriente del país, mediante la integración de la gestión operacional y financiera a fin de asegurar la disponibilidad de los volúmenes generados por los Distritos comprometidos con el plan de negocios de la corporación.

Los objetivos principales que se plantea PDVSA, SA/Gerencia COF son:

- Visualizar y desarrollar los requerimientos de infraestructura para la optimización de los activos productivos e improductivos.
- Asegurar la continuidad de los Procesos de “Manejo y Medición de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos” en Coordinación Operacional Faja con el uso óptimo de los recursos, enfocados al mejoramiento continuo.
- Prevenir y minimizar las probabilidades y consecuencias de accidentes personales, industriales y ambientales.

- Cumplir con las especificaciones establecidas con el cliente y partes interesadas, alineadas a las normativas legales vigentes relacionadas al producto y proceso.
- Desarrollar en forma efectiva las competencias, conocimientos, habilidades y destrezas del talento humano.
- Detectar y canalizar las necesidades comunitarias para su satisfacción.

El proceso de fiscalización de crudo llevado a cabo por la Gerencia COF es realizado por medio de dos (2) métodos de medición indirecta del volumen de crudo en los tanques: el proceso de aforo realizado por el personal de operadores de la gerencia de COF y el proceso automatizado mediante los transmisores de nivel por presión hidrostática

Primero se mide el nivel del fluido dentro del tanque y luego con este valor se realiza el cálculo del volumen correspondiente, en ocasiones las medidas obtenidas por aforo y mediante el transmisor presentan diferencias leves o significativas, las cuales generan problemas al momento de realizar una precisa fiscalización.

Para resolver esta situación se realizó un estudio de las posibles causas que generan estas diferencias en la medición, se analizaron los procedimientos empleados y se ofreció una propuesta para calibrar los transmisores de nivel por presión hidrostática o sustituirlos con otro instrumento de medición de nivel que nos permita optimizar y reducir esta diferencia entre ambos métodos de medición,

De este modo se obtendrá una medición por ambos métodos lo más aproximada posible del crudo Merrey-16 que será entregado a PTO.

El presente trabajo se enfocó en el estudio y evaluación de los tanques de almacenamiento de crudo Merey-16 y las variables generales que afectan a los mismos.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Realizar una propuesta para optimizar las mediciones entre el aforo y los transmisores de nivel en los tanques de almacenamiento de crudo Merey-16 del Centro Operativo Morichal, con la finalidad de reducir las diferencias entre ambos métodos y garantizar una exacta fiscalización.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Explicar los procedimientos operacionales empleados para realizar el aforo en los tanques, el funcionamiento y la calibración del transmisor de nivel por presión hidrostática además del proceso automatizado, y el funcionamiento de los *software* empleados para visualizar los datos del sistema de almacenamiento y transferencia de fluidos de COMOR.
2. Crear una base de datos con los resultados obtenidos mediante el aforo y el transmisor de nivel por presión hidrostática para determinar el rango de variación entre ambos métodos.
3. Evaluar los efectos de la densidad, temperatura, corte de agua, deformación del tanque y sedimentos; entre otros, los cuales afectan la medición del nivel de crudo Merey-16 en los tanques de almacenamiento.

4. Elaborar una propuesta para la calibración de los transmisores de nivel por presión hidrostática o el reemplazo del mismo con un instrumento de medición de nivel radar, láser o por sonda analizando el funcionamiento, las ventajas y desventajas de cada uno de ellos.

1.3. Justificación de la Investigación

El presente proyecto investigativo tiene una considerable importancia para la Gerencia de Coordinación Operacional Faja (COF), debido a que se logró reducir las diferencias generadas por ambos métodos de medición del nivel en los tanques de almacenamiento de crudo Merey-16 en COMOR.

Una diferencia de un (1) pie puede significar más de mil barriles de crudo lo cual puede generar una sobre o sub estimación de los valores exactos reales de crudo presente en los tanques de almacenamiento, y esto a su vez se traduce en una diferencia significativa del ingreso monetario que se estima obtener al realizar la fiscalización de la producción generada o almacenada en el Distrito Morichal.

Mediante un estudio del fluido y sus propiedades, las condiciones de los equipos y procedimientos se buscó identificar las causas de las diferencias de los resultados arrojados por ambos métodos y así proponer el reemplazo o calibración del transmisor de nivel por presión hidrostática con otro instrumento de medición automatizado para obtener resultados más cercanos al valor real.

1.4. Limitaciones

Debido a las necesidades operacionales de la planta, en ocasiones fue difícil cumplir con el tiempo mínimo de reposo de los tanques para realizar el aforo.

Las condiciones de los techos de los tanques de almacenamiento fue un inconveniente debido a que algunos se encontraban deteriorados y en consecuencia no se pudo realizar el aforo por cuestiones de seguridad.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Bases teóricas

2.1.1. Tanques de almacenamiento ^{[2] [3] [4]}

Los tanques de almacenamiento de Hidrocarburos son recipientes hechos generalmente en acero los cuales pueden ser cilíndricos verticales, cilíndricos horizontales, geodésicos o esféricos, estos almacenan hidrocarburos líquidos o gaseosos con unas condiciones de temperatura y presión acordes al rango de operación y proceso.

Los tanques tienen una clasificación básica referente a su disposición con relación al terreno: bajo y sobre tierra.

Los tanques sobre tierra por su parte se clasifican de acuerdo a la presión de operación en:

- Atmosféricos → Norma API-650.
- Baja Presión (0 a 2.5 psig) → Norma API-650.
- Media Presión (2.5 a 15 psig) → Norma API-620.
- Alta Presión (mayor de 15 psig) → ASME sección VIII.

2.1.2. Almacenamiento atmosférico:

Son los recipientes que sus sistemas de venteo son abiertos a la atmósfera. Empleados para tanques desde pequeño hasta gran tamaño, usualmente de

forma cilíndrica vertical y en ocasiones horizontales o rectangulares, utilizados para almacenar productos que no generen vapores orgánicos al medio ambiente. Cuando se almacenan compuestos orgánicos volátiles pueden ser de techo fijo con válvulas de presión o *Pressure Valve (PV)* o flotante, bien sea de tope abierto o interno flotante.

2.1.3. Tipos de tanques atmosféricos o de baja presión:

Los tanques atmosféricos o de baja presión se clasifican básicamente en función del tipo de techo, el cual debe seleccionarse tomando en consideración la presión de vapor verdadera para minimizar las pérdidas por evaporación.

Las características generales de estos son:

- Tipo de techo: se clasifican en Fijo, Flotante interno/Domo y Flotante. Además se pueden observar en la Figura 2.1

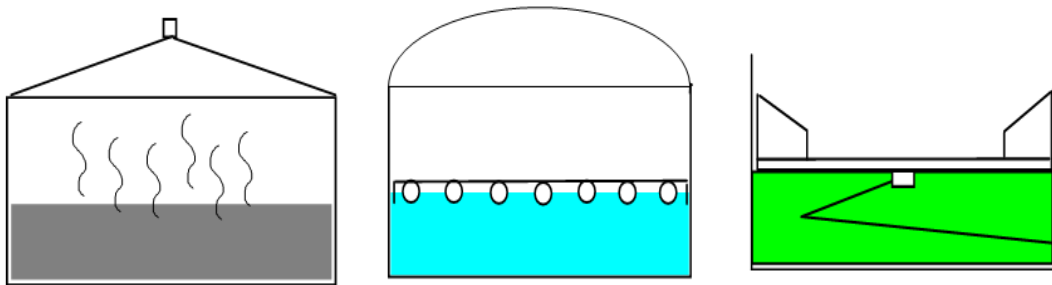


Figura 2. 1 Techo Fijo – Techo Flotante interno/Domo – Techo Flotante ^[3]

➤ Fondo: se clasifican en Plano (horizontal/inclinado), Cóncavo (corona hacia abajo), Convexo (corona hacia arriba) y Fondo cónico. Para cada tipo de techo se le puede aplicar la clasificación de fondo, las cuales pueden ser observadas en la Figuras 2.2, la Figura 2.3 y la figura 2.4.

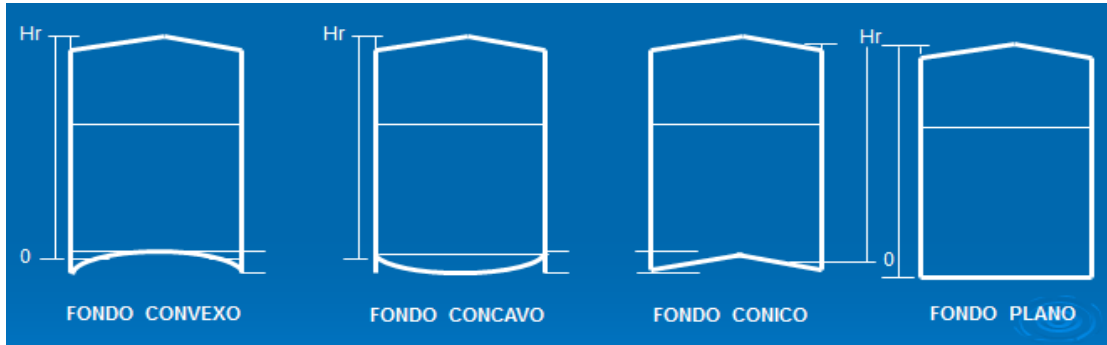


Figura 2. 2 Fondos de los tanques de Techo Fijo ^[4]

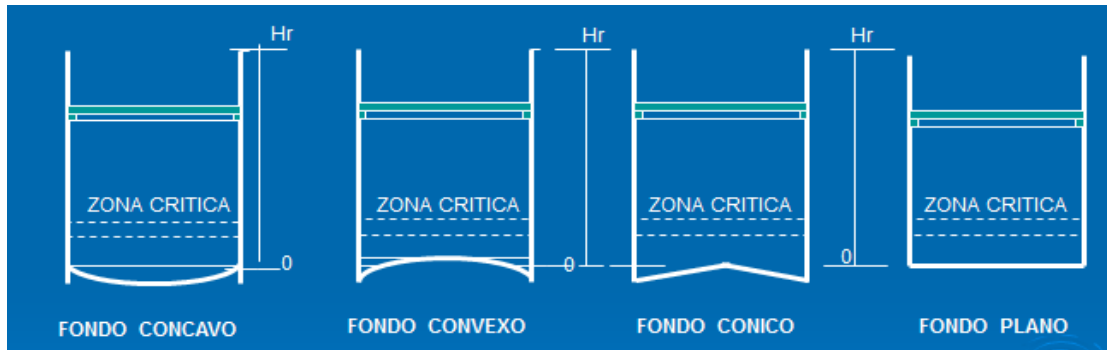


Figura 2. 3 Fondos de los tanques de Techo Flotante ^[4]

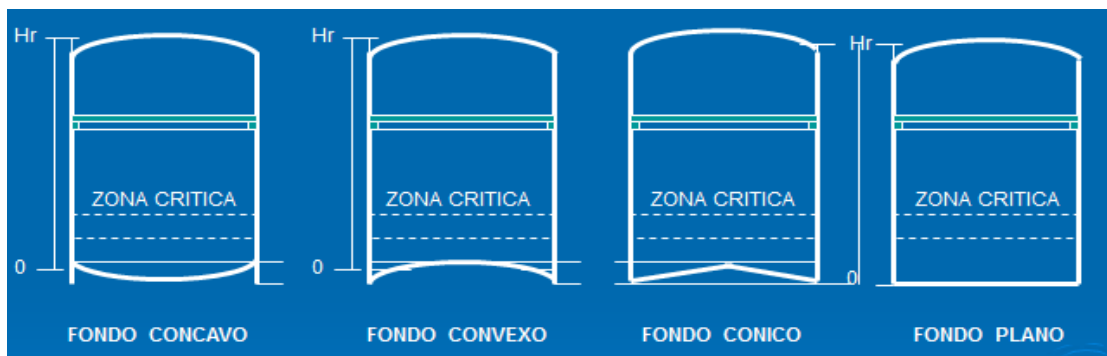


Figura 2. 4 Fondos de los tanques de Techo Flotante Interno/Domo ^[4]

- Color:
 - Negro
 - Blanco
 - Aluminizado
 - Otro color

2.1.3.1. Tanque de techo flotante:

Este tipo de techo flota sobre el nivel del líquido. Se utiliza para almacenar fluidos con una presión de vapor relativamente alta, razón por la cual la presión del tanque sobrepasa la presión atmosférica. Su diseño minimiza las pérdidas de los componentes más livianos y volátiles del fluido por la acción de la evaporación.

2.1.3.2. Tanque de techo fijo:

Este tipo de techo está fijado a las estructuras de las paredes. Se utiliza para almacenar fluidos con una Presión de Vapor relativamente baja, razón por la cual la presión del tanque no sobrepasa la Presión Atmosférica. A continuación se describen las partes de dicho tanque.

- Punto de referencia:

Es un punto fijo o marca, ubicado en la boca de aforo del tanque. Este punto puede ser una pequeña placa fijada al interior de la boca de aforo, un surco delgado de corte horizontal en el interior de ella, o un punto señalado en la parte superior del tubo de aforo.

A partir de este punto se miden con una cinta las diferentes longitudes para determinar el nivel de los fluidos, y tomar muestras y temperaturas de los

fluidos almacenados en dichos tanques, este punto se establece mediante la calibración del tanque y puede variar en cada proceso de calibración debido al deterioro del tanque a través del transcurso del tiempo.

- Equipos de medición automática de niveles, temperaturas, presiones (opcional):

En algunas instalaciones, cada tanque está dotado de equipos de mediciones automáticas tales como: radares, para el nivel del líquido, sensor en barra metálica inclinada en el fondo del tanque para el nivel de agua libre, sensores de presión y de temperatura a diferentes niveles, etc., cuyas señales son transmitidas a un centro/sala de supervisión, las cuales permiten tener el control y seguimiento de las operaciones de recibo y bombeo de los fluidos.

- Tubo de aforo (opcional):

Es un tubo ranurado con tapa y boca de aforo que se instala desde el fondo hasta la plataforma de aforo, por donde se introduce la cinta para efectuar las mediciones y la toma de muestra

- Plataforma de aforo (opcional):

Es una estructura metálica instalada en la parte superior del tanque, desde donde se efectúan los aforos en forma segura.

- Artesón (opcional):

Es una estructura metálica tipo caja abierta en la parte superior, que se instala dentro y en el fondo del tanque que se conecta con las líneas de

succión, para evitar que los sistemas de bombeo puedan succionar el agua libre y/o sedimento que generalmente se depositan en el fondo del tanque.

➤ Líneas de succión/ llenado:

Son las tuberías por donde ingresa y sale el fluido en los tanques, las cuales cuentan con sus respectivas válvulas que les permiten regular el caudal además del cierre de las mismas.

En la Figura 2.3 se realiza una representación del tanque observado desde un punto de vista superior de arriba hacia abajo

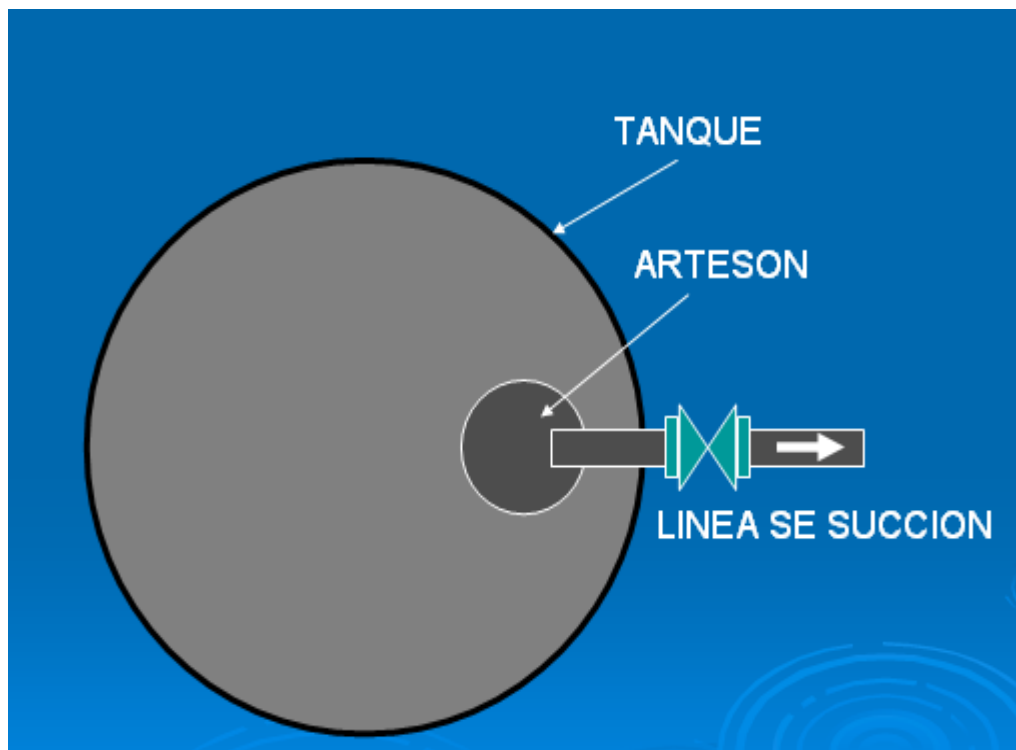


Figura 2. 5 Vista Superior Del Tanque Almacén ^[4]

- Placa de referencia o nivel cero:

Es una placa metálica nivelada, fijada a la plancha del fondo del tanque directamente bajo el punto de referencia. Suministra una superficie lisa para apoyar la plomada de la cinta.

- Boca de aforo:

Parte inicial del tubo de aforo que sobresale de la plataforma de aforo del tanque, siendo así el lugar donde se realizan la medición manual de nivel y temperatura, y la extracción de muestras de fluidos.

- Bocas de inspección:

Facilita el acceso al interior de los tanques cuando estos están vacíos, para reparaciones internas, inspecciones programadas y mantenimiento.

- Cable de tierra (protección catódica):

Se requiere en todos los tanques para impedir la acumulación de electricidad estática para el movimiento del líquido y para descargar a tierra la electricidad de los relámpagos. Son generalmente barras de cobre colocadas en la tierra adyacente al tanque, se conectan firmemente a una boca de inspección, o directamente al casco del tanque por medio de un cable corto.

- Respiraderos:

Están ubicados en el techo del tanque, impiden la acumulación de presiones excesivas dentro del tanque.

➤ Muros de contención:

Son muros o taludes de tierra a prueba de fuego que rodean al tanque, los cuales deben estar estabilizados para impedir la acción erosiva del viento y de las lluvias, además de tener hasta un 10 % más de la capacidad máxima del tanque para atrapar el producto en caso de rotura o derrame.

➤ Válvulas de seguridad:

Son necesarias ya que el tanque “respira” debido al vaciado/llenado, aumento de la temperatura, exposición al fuego, etc.; y de esta manera se puede controlar los fluidos presentes dentro del tanque.

➤ Escaleras de acceso:

Se emplean para subir al techo del tanque a efectuar mediciones, inspecciones, mantenimiento, etc.

➤ Sistema contra incendios:

Debe cumplir con lo dispuesto por la ley. Deberá tener la capacidad de suministrar espuma dentro del tanque, y un anillo de incendios que sea capaz de suministrar el caudal de agua mínimo que exija la ley.

➤ Línea de Drenaje de agua:

Casi siempre los crudos y los refinados llevan agua y sedimentos. Al ser almacenados en los tanques, estos sedimentos y el agua, por tener generalmente un peso específico mayor, se acumulan en el fondo del tanque. Para eliminar el agua y los sedimentos es necesario que los tanques estén

dotados de un sistema de drenaje que permita fácilmente la eliminación de los mismos.

En la Figura 2.6 se representan las partes principales de los tanques de techo fijo.

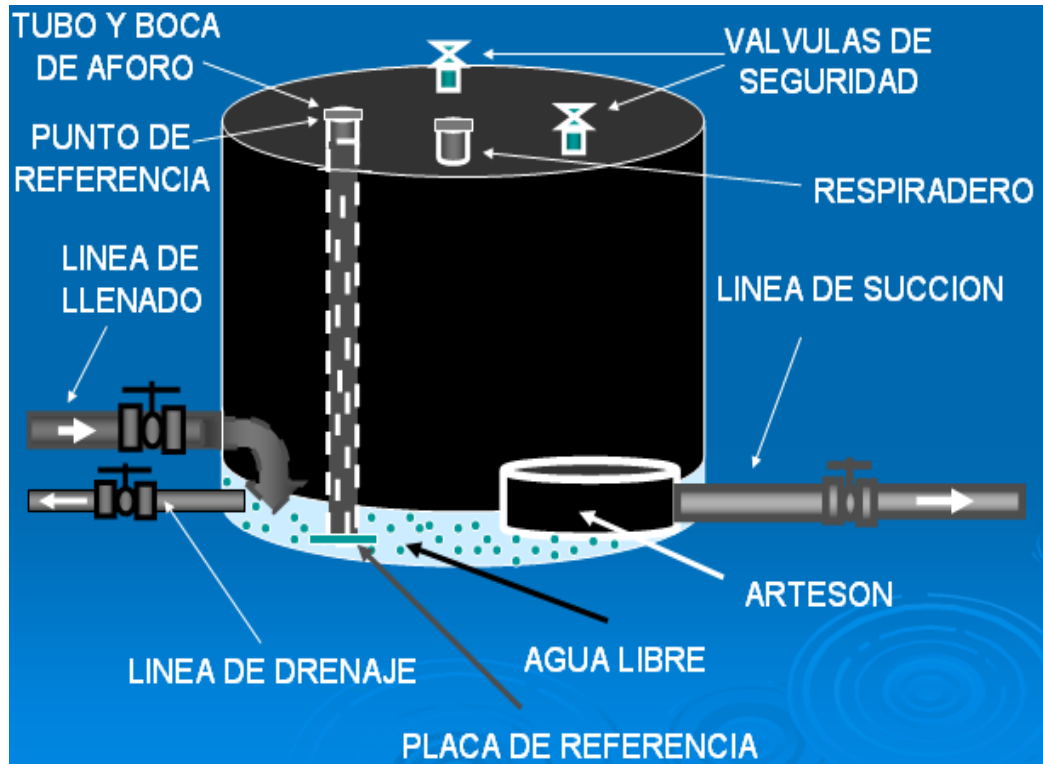


Figura 2. 6 Partes del Tanque Almacén con Techo Fijo ^[4]

2.1.4. Aforamiento ^{[5] [6] [7] [8]}

Es un proceso de medición de nivel que se ejecuta en forma manual, en el cual una persona ubicada en el techo del tanque o una plataforma toma lecturas de nivel, utilizando para ello una cinta calibrada. Para realizar éste procedimiento se requieren equipos y herramientas descritas a continuación:

➤ Cinta de medición

Son cintas con graduaciones que tienen los números en el lado posterior para facilitar la lectura, en la Figura 2.7 se muestra en detalle la cinta de medición. Las especificaciones referidas en la tabla 2.1 son requeridas para todas las cintas que se utilizan en las mediciones directas o indirectas.

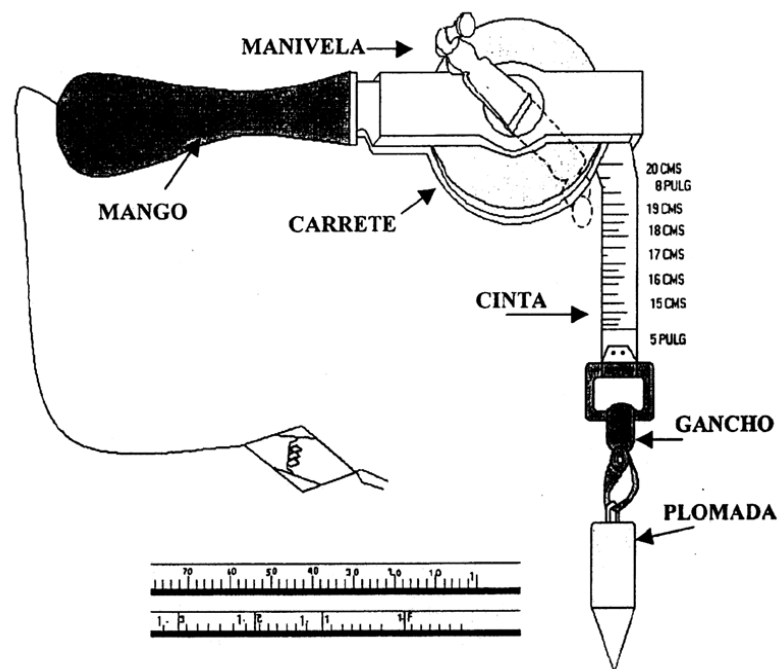


Figura 2. 7 Cinta de Medición ^[4]

Tabla 2. 1 Características de la Cinta de Medición ^[4]

Especificaciones	Descripción
Material	Acero o material resistente a la corrosión.
Longitud	Continúa y con un largo de acuerdo con la altura del tanque que se desea medir.
Ancho	De 9.5 a 12.7 mm de 3/8 a 1/2 pulgadas.
Espesor	De 0.20 a 0.30 mm ó de 0.008 a 0.012 pulgadas.
Características	Carrete o manivela resistentes, montadas en una armazón o caja.
Terminal de la cinta	Provisto con un cierre, resorte u otro sistema que permita fijarse a la plomada. Un cierre de resorte giratorio evita la ruptura de la cinta.
Graduación de la cinta	Debe estar graduada en metros, cm, y mm con una precisión de 0.32 cm por cada 30,8 mt a 60° F (15,56° C), de tal forma que el extremo de la plomada, cuando se fije a la cinta, corresponda al punto cero de la escala.

➤ Plomada

Es una pesa normalmente de metal de forma cilíndrica o prismática que está unida a la cinta de medición, la cual sirve para señalar la vertical. Existen varios tipos de plomada según su función de medición, las cuales pueden ser observadas en la Figura 2.8 y además establecen las características de las plomadas a través de la Tabla 2.2.

Plomada de medición directa: Con graduaciones en un lado de la plomada y divisiones de al menos un (1) mm o pulgada según corresponda el sistema de medición, y con el cero correspondiente con la punta de la plomada

Plomada de medición indirecta: Con graduaciones en un lado de la plomada y divisiones de al menos un (1) mm o pulgada según corresponda el sistema de medición, y el cero en la parte interna superior del ojo u orificio, con el fin

de facilitar la determinación del nivel del líquido. El peso de estas plomadas podría ser acordadas por las partes encargadas de la custodia del producto.

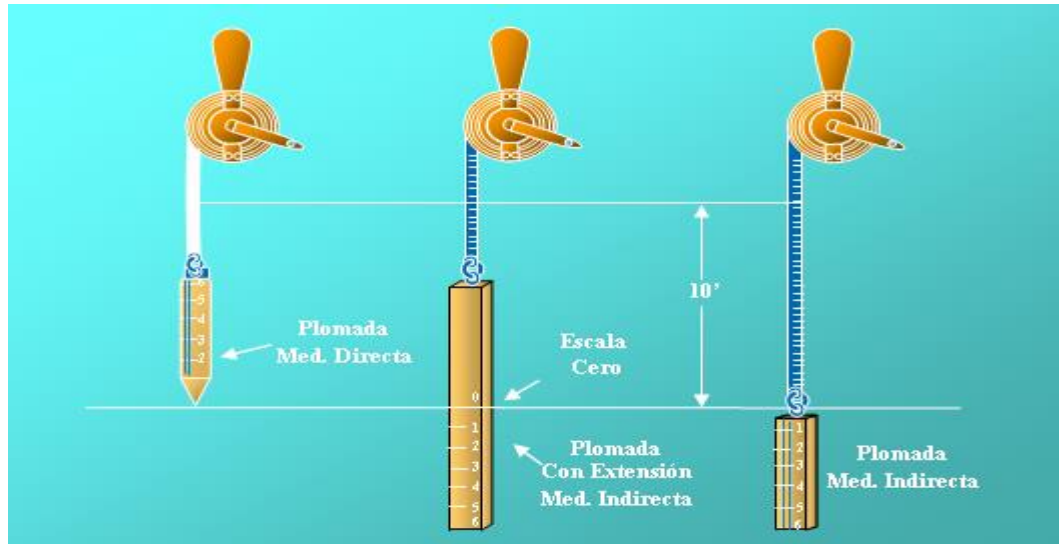


Figura 2. 8 Plomadas ^[4]

Tabla 2. 2 Características de la Plomada ^[4]

Especificaciones	Descripción
Material	Resistente a la corrosión.
Longitud	Plomadas cónicas de 6 a 12 pulgadas; tipo barra de 18 pulgadas como mínimo.
Diámetro	1 pulgada (2,54 m).
Peso	56,8 gramos (20 onzas).
Orificio y ojo	Integrado a la plomada, preferiblemente reforzado para evitar desgaste.
Punta	Cónica y resistente para evitar deterioros al contacto con otros metales.
Escala	Con divisiones de al menos 1/8 pulgadas (3.175 mm), con una precisión hasta 0.8 mm y con un cero "0" correspondiente con la punta de la plomada o barra.

➤ Pasta de medición de agua libre

Las pastas de medición de agua libre, observadas en la Figura 2.9, son aquellas que tienen la propiedad de ser afectadas por el agua y no por el aceite; dejando de esta manera una marca visible en la cinta al cambiar de color. Las especificaciones de medición son visualizadas en la Figura 2.10.



Figura 2. 9 Pasta de medición de agua libre ^[9]

Especificaciones	Descripción
Color	<p>Amarillo y se torna rojo brillante al contacto con el agua.</p>
Textura	Suave al tacto (debe contener partes líquidas en el envase).

Figura 2. 10 Especificaciones de la medición ^[8]

➤ Botella toma muestra

Pueden ser observadas en detalles en la Figura 2.11 y la Figura 2.12.

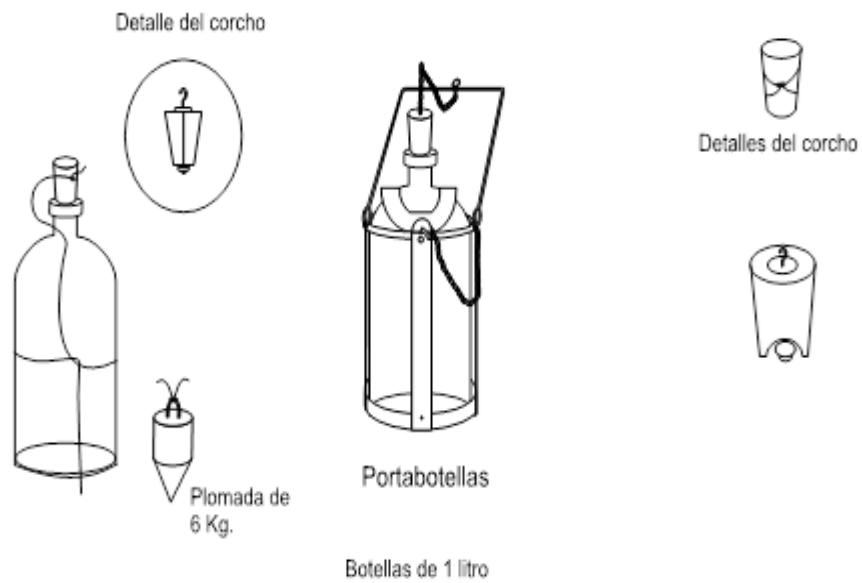


Figura 2. 11 Descripción de Botella toma muestra [8]

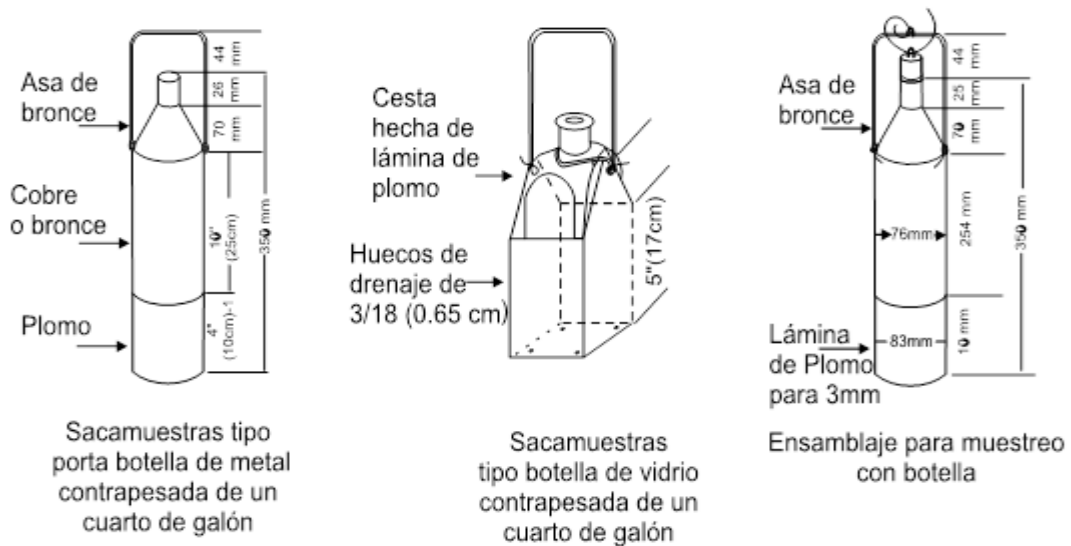


Figura 2. 12 Especificaciones de Botella toma muestra [8]

➤ Termómetro

Deben cumplir con la norma COVENIN 972. Deberán ser de inmersión total, con varillas de vidrio graduados con una impresión resistente, con un bulbo hecho de vidrio termometrito lleno con mercurio y con nitrógeno por encima de la columna de mercurio, y conforme a las especificaciones que se dan en la Tabla 2.4. La herramienta de medición de temperatura *ThermoProve* se observa en la Figura 2.13 y el termómetro tipo taza en la Figura 2.14.

Tabla 2. 3 Especificaciones del Termómetro [7]

Intervalo	Longitud	Graduación	Apreciación
-30 a 120 F -34 a 50 C	12 pulg 30.48 cm	1 F 0.5 C	+ - 0.5 F + - 0.25 C
0 a 120 F -18 a 50 C	12 pulg 30.48 cm	1 F 0.5 C	+ - 0.5 F + - 0.25 C
0 a 180 F -18 a 82 C	12 pulg 30.48 cm	1 F 0.5 C	+ - 0.5 F + - 0.25 C
60 a 180 F 15 a 82 C	12 pulg 30.48 cm	1 F 0.5 C	+ - 0.5 F + - 0.25 C
170 a 500 F 75 a 260 C	12 pulg 30.48 cm	1 F 0.5 C	+ - 0.5 F + - 0.25 C

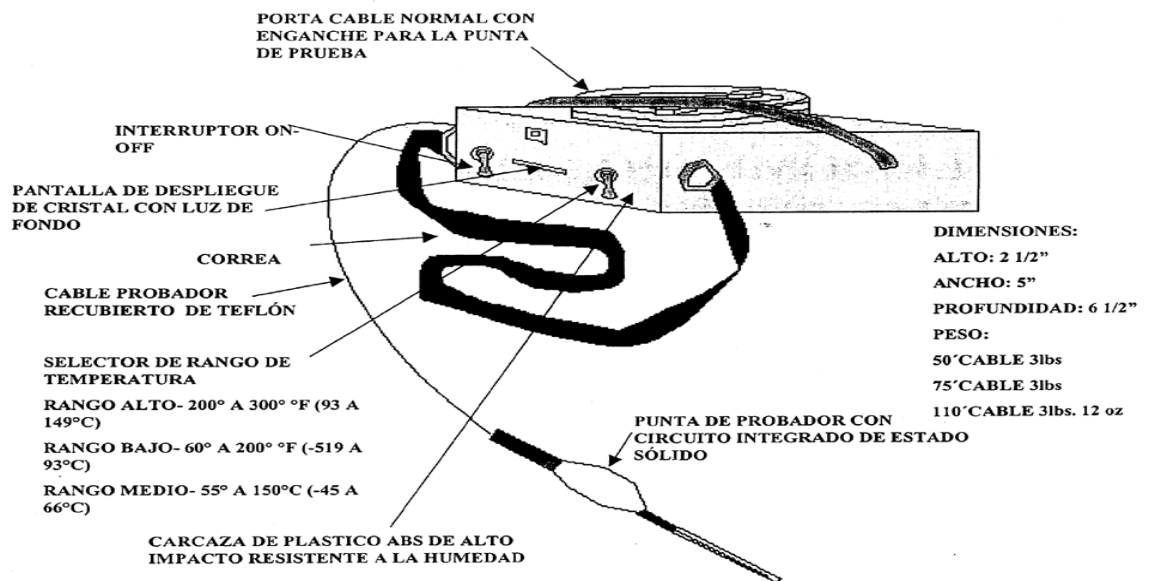


Figura 2. 13 *ThermoProve* [4]

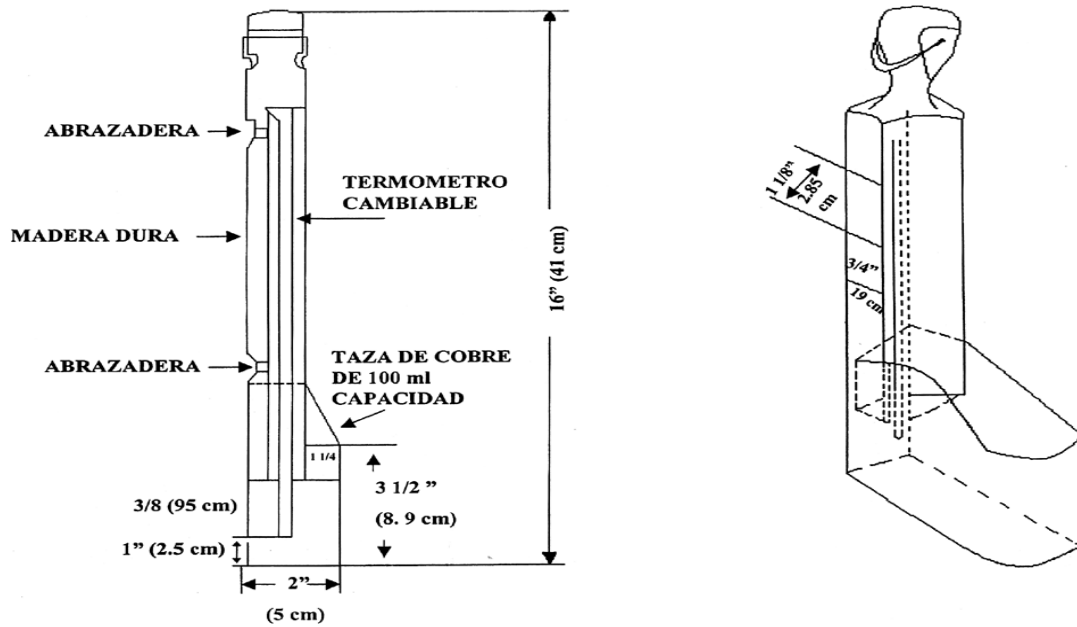


Figura 2. 14 Termómetro tipo Taza ^[8]

- Equipos de seguridad (Casco, botas, braga, lentes, guantes y mascarara para gases) se muestran en la Figura 2.15.



Figura 2. 15 Equipos de seguridad personal ^[10]

- Porta vasos
- Trapos de algodón
- Vehículo

2.1.5. Merey-16^[11]

Es la denominación comercial de un crudo pesado de 16 grados API, producto de un proceso de mezcla de crudos del Oriente de Venezuela. Por ser una mezcla de pesado, el Merey-16 requiere de conversión profunda en el proceso de refinación.

Entre sus usos resalta que tiene aplicaciones para la manufactura de gasolinas y además posee propiedades que le permiten actuar como diluyente en la extracción de crudo pesado. Sus propiedades físicas y químicas son:

- Punto inicial de ebullición, 760 mmHg: 97 °F
- Gravedad específica: 0.9218 – 0.9303
- Presión de vapor: 4.0 lppc a 37.7 °C
- Sólidos: Vanadio 211.0 ppm-peso / Sodio 22.0 ppm-peso / Níquel 83.0 ppm-peso / Asfáltenos 2.8 ppm-peso
- Solubilidad: insoluble en agua. Compatible con solventes orgánicos.

2.1.6. Controlador Lógico Programable (PLC)^[12]

El PLC es como un pequeño computador industrial que ha sido altamente especializado para prestar la máxima confianza y máximo rendimiento en un ambiente industrial. En su esencia, un PLC mira sensores digitales y analógicos y *switches* (entradas), lee su programa de control, hace cálculos matemáticos y como resultado controla diferentes tipos de salidas tales como

válvulas, luces, relés, servomotores, etc., en un marco de tiempo de milisegundos.

Mientras los PLC son muy buenos para realizar un control rápido de información, sus deficiencias son que no logran compartir con facilidad los datos y las señales. Comúnmente los PLC intercambian información con paquetes de *software* en el nivel de planta como interfaces maquina operador (HMI) o Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA). Todo intercambio de datos con el nivel de negocios de la empresa (servicios de información, programación, sistemas de contabilidad y análisis) tiene que ser recogido, convertido y transmitido a través de un paquete SCADA.

2.1.7. Sistema SCADA ^[13]

SCADA viene de las siglas de *Supervisory Control And Data Acquisition* es decir: adquisición de datos y control de supervisión. Se trata de una aplicación *software* especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador a través de un despliegue de gráficos. Además, provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros supervisores dentro de la empresa: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc.

En este tipo de sistemas usualmente existe un ordenador, que efectúa tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como tratamiento de datos y control de procesos. La comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos

procesos. Los programas necesarios, y en su caso el *hardware* adicional que se necesite, se denomina en general sistema SCADA.

2.1.8. *Active Factory Trend* ^[1]:

Es un programa diseñado para visualizar y analizar parámetros como: densidad, niveles de los tanques, presiones, controladores de variable, flujo, temperatura, entre otros; a través del Controlador Lógico Programable (PLC) necesario para la interpretación del comportamiento de dichos parámetros.

2.1.9. Hart Comunicador 375 ^[1]

Es un dispositivo de comunicación que permite la configuración de las variables en los transmisores, es decir, establecimientos de rangos, manipulación de las variables, de unidades que se puedan variar con el tiempo, en tiempo real, cada vez que el proceso o equipo lo requiera. El Hart permite calibrar algunos instrumentos de campo, verificar y adecuar la señal de transmisión de los equipos, entre otros. Puede ser observado a continuación en la Figura 216.



Figura 2. 16 Hart Comunicador 375 ^[1]

2.1.10. Sistema CENTINELA ^[14]^[15]

El sistema CENTINELA (Centro de Información del Negocio Petrolero) permite el control de las operaciones mediante el almacenamiento y uso de los parámetros referentes al comportamiento de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización de crudos y productos; además de mantener información actualizada de las instalaciones y equipos de las Divisiones del País

El Sistema CENTINELA cuenta con diferentes módulos, cada uno orientado hacia una parte de la operación petrolera pertinente a las zonas donde el *software* es utilizado. Dichos módulos son:

- Pozo
- Gas
- Seila
- Tabla
- Vapor
- Agua
- Rap
- Enlace
- Óleo

A continuación se describe la sección Óleo de CENTINELA, la cual es la utilizada en las operaciones descritas en el proyecto:

Esta sección facilita la información de los balances volumétricos del crudo y de los productos manejados en los Patios de Tanques y Terminales de Embarques, a fin de asegurar la facilidad de respuesta para llevar a cabo el cálculo de la producción operada diaria, los movimientos internos, los

inventarios, las ventas y las mermas del crudo y de los productos. También proporciona de manera automática el manejo de la información referente a los embarques/desembarques de hidrocarburos que se llevan a cabo en los terminales. Está compuesto por cinco (5) funciones:

- Mediciones: esta función permite calcular y mantener el control de los volúmenes de crudo y productos manejados en los Patios de Tanques y Terminales de Embarque, a través del registro de mediciones de fluidos, en los tanques y/o líneas, basado en las especificaciones de calibración de tanques. En caso de disponerse de instrumentos de medición en líneas, esta función acepta la información correspondiente.
- Embarque: mediante el control de todo el proceso de embarques y desembarques de fluidos, desde la nominación de un cargamento hasta la documentación de este, incluyendo la planificación (secuencia) de movimientos de los tanques, la inspección de buques, el control de tiempos, los cálculos volumétricos (tierra y buque) de los crudos/productos y las entregas de combustibles.
- Operacional: permite actualizar y consultar información operacional de los movimientos de los tanques de crudo/productos en los Patios de Tanques y Terminales de Embarques. Mantiene el control de los lotes a través de los oleoductos, y los objetivos diarios de producción y bombeo de crudos.
- Contable: mediante esta función se generan los balances contables, los cuales proporcionan un control detallado de los fluidos que se producen. Calcula la producción operada y fiscalizada, controla los inventarios y las entregas de crudos a clientes y refinerías propias,

y mantienen el seguimiento de las mermas, incluyendo las pérdidas por evaporación.

➤ Química: permite el control y seguimiento del tratamiento químico que se le proporciona al crudo producido para su deshidratación, y al agua de formación para su clarificación. Incluye el control de la dosificación, el costo y los inventarios de los químicos empleados, adicionalmente genera la información sobre los resultados de dichos tratamientos químicos.

Con esta aplicación se obtienen los siguientes beneficios:

➤ Disponer de información detallada correspondiente a volúmenes de hidrocarburos producidos, y resultados de análisis de muestras tomadas a crudos, productos y Gas Natural Licuado, para la toma de decisiones oportunas.

➤ Realizar el seguimiento continuo de los niveles de fluidos en los tanques, para el cálculo de la producción de crudo operada, y además de los volúmenes de hidrocarburos del proceso de embarques/desembarques.

➤ Efectuar el control y seguimiento detallado de los tiempos empleados en las diferentes actividades/eventos, durante las operaciones de embarques/desembarques de hidrocarburos, a fin de cuantificar las demoras imputables a los buques y/o a los Terminales de Embarque.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1. Ubicación geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco ^[16]

La Faja Petrolífera del Orinoco es la reserva de petróleo pesado y ExtraPesado más grande del mundo, ubicada al Sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, cubriendo una extensión de 55314 km². Este gran yacimiento petrolero fue dividido en cuatro grandes bloques, siendo éstas áreas de Oeste a Este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, segmentando a la vez en veintinueve (29) campos de 500 km² cada uno aproximadamente, más dos áreas llamadas Boyacá Norte y Junín Norte.

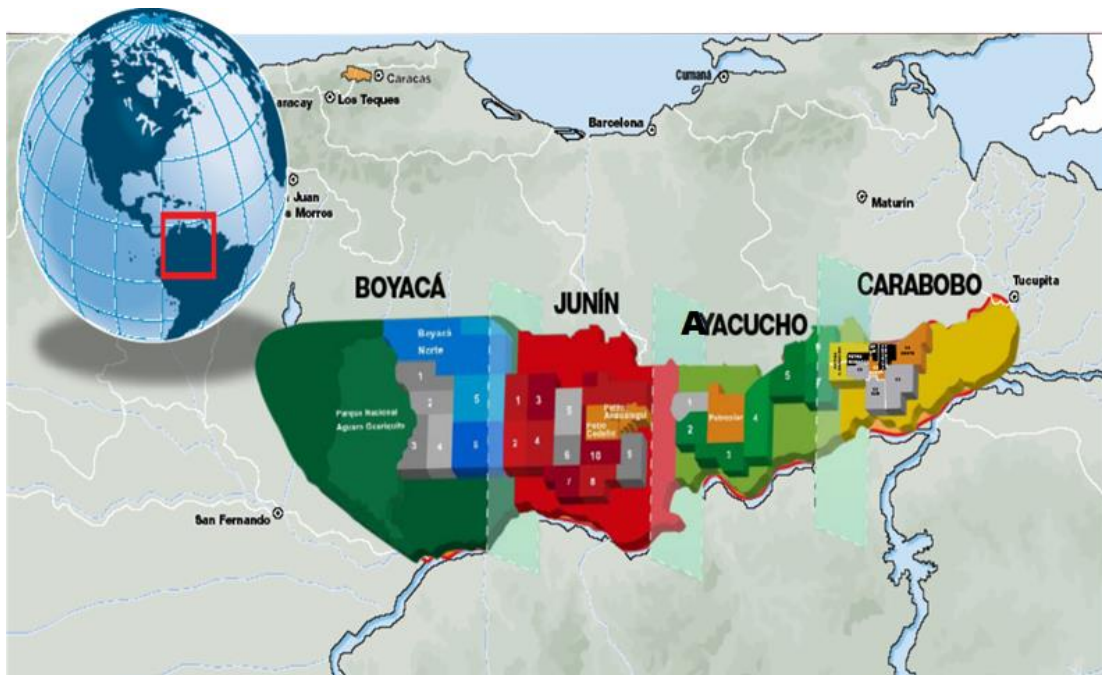


Figura 3. 1 Faja Petrolífera del Orinoco [1]

3.2. Empresas de División Carabobo ^[17]

La División Carabobo está a su vez dividida en varias áreas o bloques operativos asignados mediante licitaciones a diversos socios, como por ejemplo REPSOL, CHEVRON, etc.; y éstos a su vez crean con PDVSA las empresas mixtas que se encargarán de administrar dichas áreas. Estas áreas están divididas en Distrito Morichal, Petrolera Sinovensa, PetroMonagas, PetroCarabobo y PetroIndependencia. Dichas empresas y su participación se pueden observar en la Tabla 3.1.

Tabla 3. 1 Empresas División Carabobo ^[17]

División Carabobo		
Áreas	Socios	País
Distrito Morichal	PDVSA (100%)	VENEZUELA
Petrolera Sinovensa	PDVSA (60%) CNPC (40%)	VENEZUELA CHINA
PetroMonagas	PDVSA (83,33%) TNK-BP (16,67%)	VENEZUELA RUSIA
PetroCarabobo	PDVSA (60%) REPSOL (11%) INDIA OIL LIMITED (4%) PETRONAS (11%) ONGC (11%) INDIA OIL CORPORATION (3%)	VENEZUELA ESPAÑA INDIA MALASIA INDIA INDIA
PetroIndependencia	PDVSA (60%) INPEX CORPORATION (2%) MITSUBISHI (3%) CHEVRON (34%) SUELO PETROL (1%)	VENEZUELA JAPON JAPON USA VENEZUELA

3.3. Ubicación geográfica del área en estudio [16]

El Distrito Morichal se encuentra ubicado al Sur del estado Monagas, cubriendo un área de 698.8 km² aproximadamente, operacionalmente pertenece a la División Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco de Petróleos de Venezuela S. A. Exploración y Producción (PDVSA EyP) quien se encuentra dividido a su vez en las áreas de Pesado y ExtraPesado. Se puede visualizar los detalles generales del distrito en la Figura 3.3

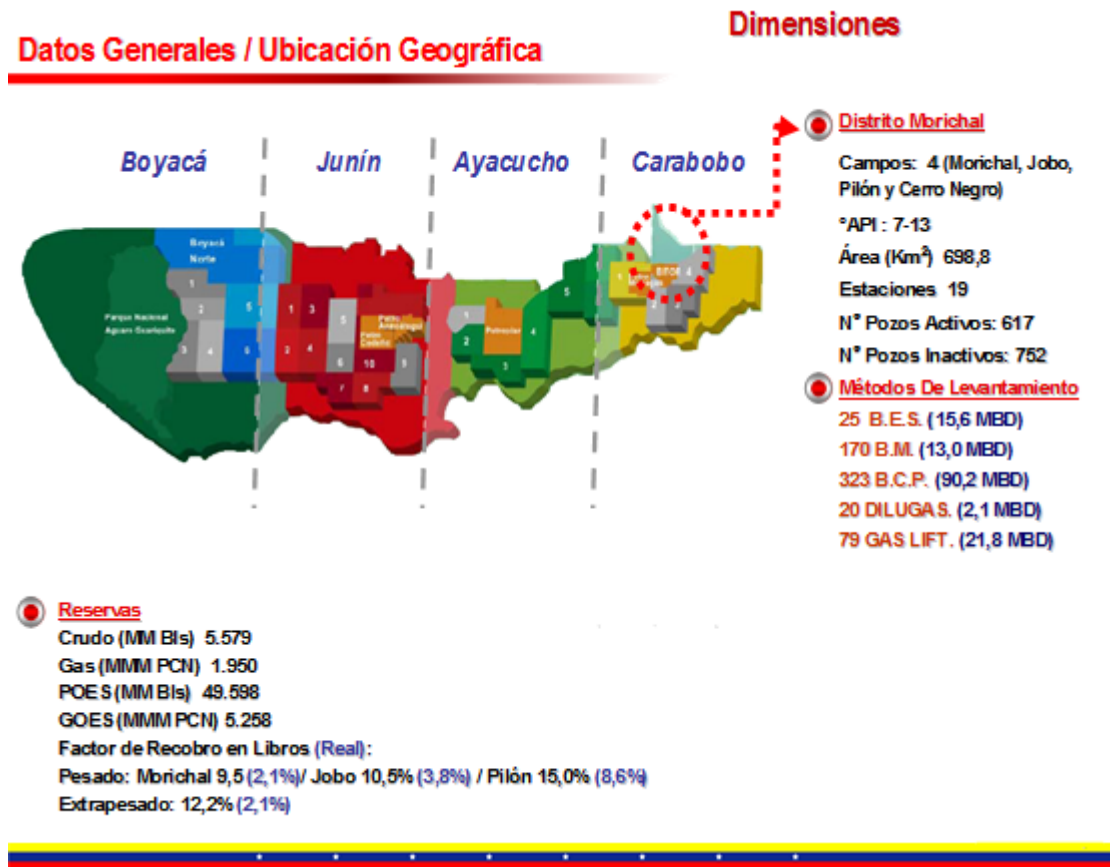


Figura 3. 2 Distrito Morichal [18]

3.4. Centro Operativo Morichal (COMOR) ^[19]

El Centro Operativo Morichal (COMOR) ubicado en el Distrito Morichal se encuentra localizado en los límites de los estados Anzoátegui y Monagas, a unos 120 Km. al Sur-Oeste de la ciudad de Maturín y a unos 70 Km, al Noreste de Puerto Ordaz, está constituido por dos (2) Plantas de Procesamiento: la Estación Principal Morichal y el Módulo de Producción de Emulsiones (EPM-1 y MPE-1), en las cuales se procesa la producción de las áreas de explotación Pesado (Campos Jobo, Morichal y Pilón) y ExtraPesado (Campo Cerro Negro), respectivamente, con crudos de gravedades API que oscilan entre 8-16°

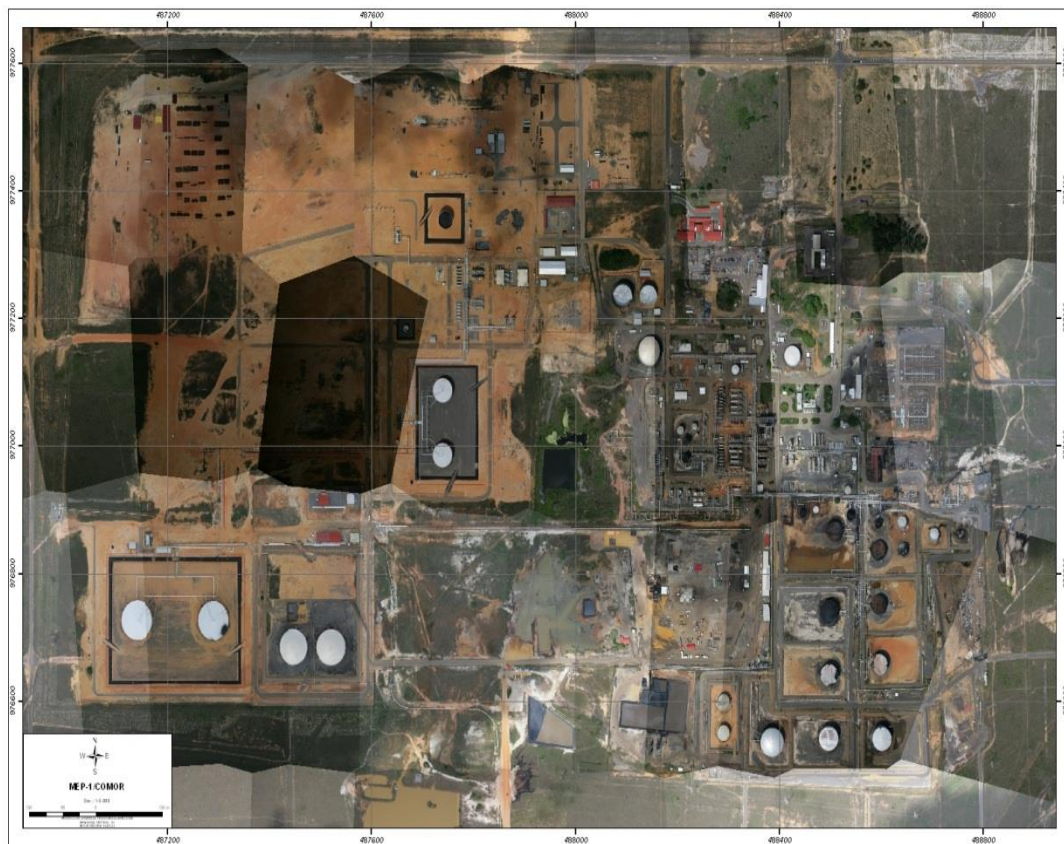


Figura 3. 3 Centro Operativo Morichal (COMOR) ^[1]

3.4.1. Reseña operacional de COMOR ^{[19] [20] [21] [22] [23] [24] [25]}

La planta de procesos conocida como Modulo de Producción de Emulsiones (MPE-1) fue diseñada originalmente para el procesamiento de crudo ExtraPesado proveniente de las estaciones de flujo J-20 y O-16, y la formulación del proceso de Orimulsión, dicho proceso se continuó produciendo hasta el año 2007 donde se aplicó el cambio de filosofía para capacitarla en la manufactura del crudo Merey-16.

En cuanto a la Estación Principal Morichal (EPM-1), esta fue diseñada inicialmente para recibir el crudo proveniente del área de pesado de la Estación Principal Temblador (EPT-1), una vez deshidratado, para su dilución a 16° API y desalación a 30 PTB de sal.

Para el año 2009 surgió la necesidad del cambio de filosofía operacional en EPM-1 para procesar crudo húmedo diluido (formulado a partir del crudo ExtraPesado) proveniente de J-20 y O-16, una vez desgasificado, para su dilución a 16 ° API y deshidratación-desalación.

Debido a que ambas plantas (MPE-1 y EPM-1) están manufacturando crudo Merey-16, aunque cada una con su propia filosofía, con crudo proveniente del área de Pesado y ExtraPesado del Distrito Morichal, fueron unificadas y actualmente se denomina Centro Operativo Morichal (COMOR).

Actualmente el Centro Operativo Morichal (COMOR) es catalogada como una sola planta dividida en tres (3) Módulos de procesos (Módulos A/B/C) quedando dividida la planta MPE-1 en los Módulos A/B y EPM-1 en el módulo C según se puede observar en la Figura 3.5, Los Módulos A/B reciben el crudo proveniente de las estaciones de flujo O-16, J-20; y Petrodelta con 15.5 a 16 °API almacenándolos en los tanques de carga

noventa y seis mil uno (96001) y noventa y seis mil dos (96002) cuya capacidad es de 96 MBbl a una temperatura de 100 °F, adicionalmente el tanque noventa y seis mil uno (96001) recibe el crudo recuperado del Sistema de Inyección de Agua Efluente (SIAE). Y el modulo C recibe en los tanques de carga veinte mil trece (20013) y diez mil ocho (10008) cuya capacidad es de 20 y 10 MBbl respectivamente a una temperatura de unos 100 °F; para luego ser procesado todo a menos de 30 PTB de sal y menos de 1% de agua y sedimento.

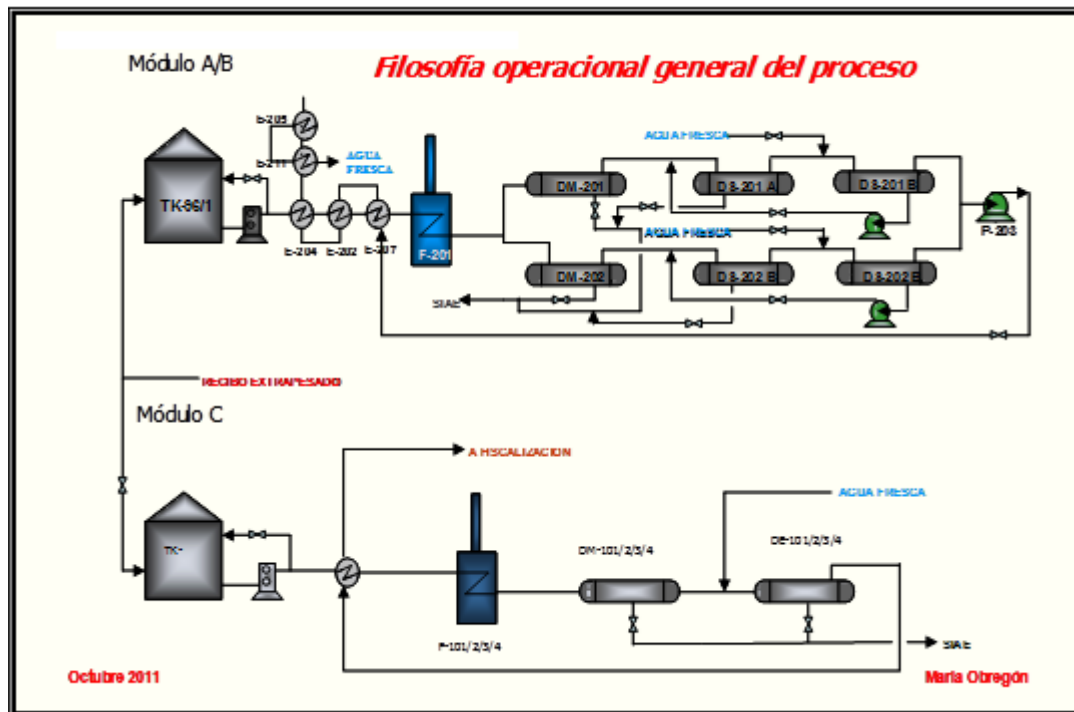


Figura 3. 4 Filosofía Operacional COMOR ^[20]

3.4.1.1. Filosofía Operacional de los Módulos A/B (MPE-1)

El crudo recibido es transportado hacia el área de Intercambiadores de Calor por las bombas tipo tornillo P-201 A/B/C/D/E/F/G/H que trabajan en paralelo

para incrementar la presión desde 8-12 psig hasta 480-515 psig a la descarga.

El fluido bombeado es llevado al sistema de precalentamiento que está constituido por dos trenes (A y B), en cada módulo el crudo húmedo diluido pasa por una serie de intercambiadores de calor Tubo/Carcasa E-202/204/207 que operan en paralelo de tres (3), dos (2) y dos (2) cada uno respectivamente. Esto incrementa la eficiencia energética del proceso, al precalentar el crudo que entra al proceso, desde 100 a 145 °F, por el lado tubo entra y sale crudo húmedo diluido, e intercambia calor con el crudo tratado que será enviado hacia el almacenamiento que entra y sale por el lado carcasa.

A continuación el crudo es llevado al sistema de calentamiento constituido por los hornos de fuego directo F-201 A/B/C/D, ubicados en paralelo para elevar la temperatura del crudo hasta 245 °F aproximadamente, estos hornos son la principal fuente de energía térmica para el proceso y proporcionan control individual de temperatura para la alimentación de los valores necesarios para una adecuada separación.

Posteriormente a este calentamiento, el crudo será enviado hacia los Deshidratadores Mecánicos. Para el Modulo A se encuentran los DM 201A/202A y para el Modulo B los DM 201B/202B ubicados ambos en paralelo. En este equipo se proporciona el tiempo necesario para la separación del agua contenida presente a las condiciones de operación. El objetivo será desalojar el agua contenida en el crudo por efecto del calentamiento.

Antes de entrar a los Desaladores Electrostáticos, el crudo proveniente de los Deshidratadores Mecánicos se le inyectará aproximadamente 11.2

MBbls/Día de agua fresca (el equivalente al 4 a 8 % del crudo total neto que se va a procesar en la planta) para facilitar su desalación. Esta agua será tomada del río Morichal Largo, y estará almacenada en el tanque diez mil dos (10002) que cuenta con una capacidad de 10 MBbl, desde donde será enviada, mediante las bombas centrifugas P-102C/D y 0105 que operan a una presión de 150-200 psig, posteriormente se unirá al crudo proveniente de los Deshidratadores Mecánicos.

Luego de los Deshidratadores Mecánicos el crudo es enviado hacia los Desaladores Electroestáticos; requiriendo un arreglo de dos etapas ingresando agua fresca en la segunda etapa y parte del agua eliminada de la segunda etapa se ingresará en la primera etapa. Los Desaladores Electroestáticos se distribuyen de la siguiente manera: los DS-201A/202A en la primera etapa y los DS-201B/202B en la segunda etapa, para el modulo A; y los DS-201C/202C en la primera y los DS-201D/202D en la segunda etapa, para el modulo B. el agua eliminada tanto de los Deshidratadores Mecánicos como de los Desaladores Electroestáticos es enviada hacia el SIAE; pasando previamente por los Intercambiadores de Calor E-103 A/B, usados para calentar el agua fresca de lavado requerida al inicio de la segunda etapa de los Desaladores Electroestáticos.

A la salida de los Desaladores Electroestáticos se obtiene un producto en especificaciones Merey-16; presentando un pérdida mínima de la energía absorbida en los hornos y se bombea a través de la bomba P-203 haciéndolo pasar por los Intercambiadores de Calor E-207/204/202 del lado carcasa, para enfriar el crudo hasta 195 °F aproximadamente, con el fin de aprovechar la energía absorbida durante el proceso y calentar el crudo húmedo diluido entrante. Adicionalmente el crudo diluido es enviado a un sistema de enfriamiento conformado por otros Intercambiadores de Calor tubo/carcasa E-205 7 E-211; y luego pasa por las Torres de Enfriamiento TE-201/202, para

disminuir su temperatura en aproximadamente 15 a 20 °F, desde 200°F hasta 180°F aproximadamente y ser almacenado.

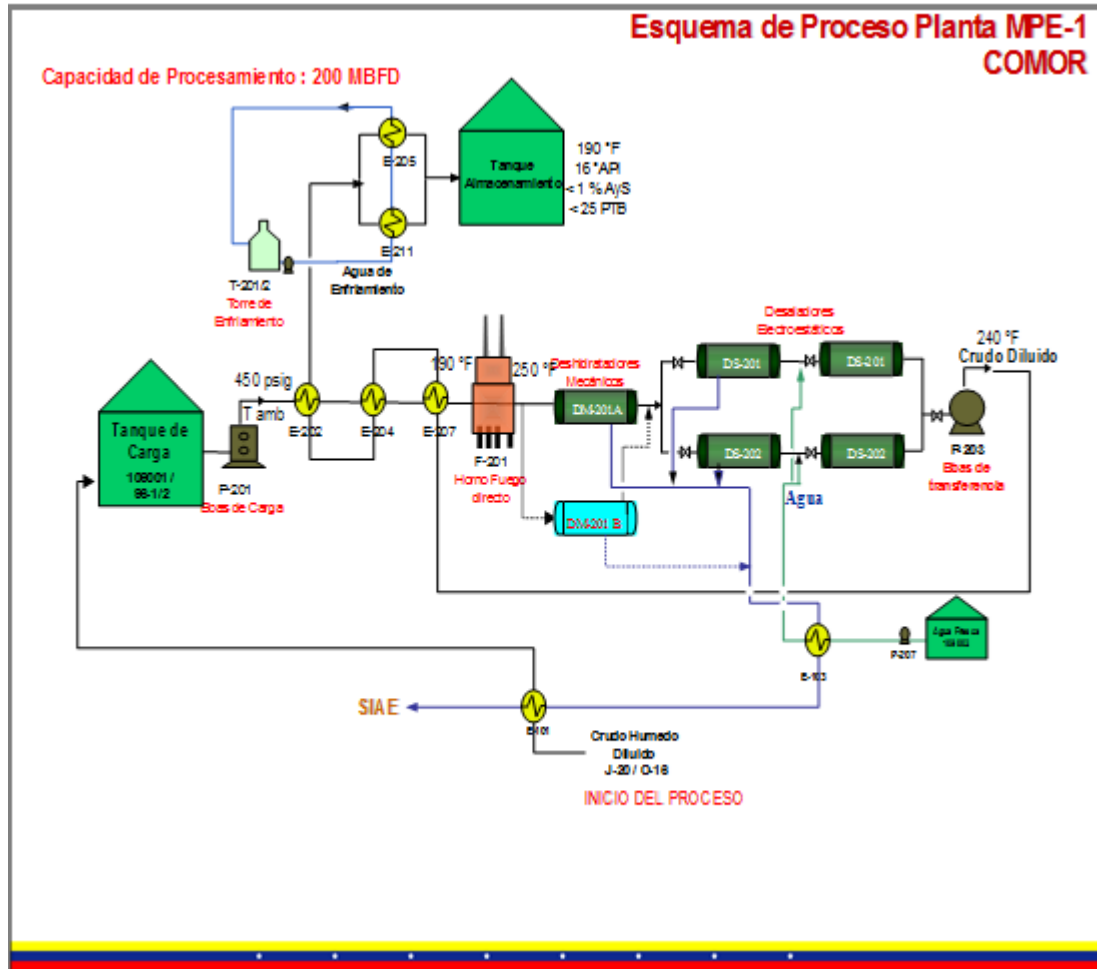


Figura 3. 5 Proceso Operacional Planta MPE-1 ^[1]

Una vez que la temperatura del crudo es reducida a 180°F en promedio, éste se une a caudal proveniente del módulo C y posteriormente pasa por cuatro (4) másicos en paralelo para su contabilización y fiscalización, y ser recolectado en los seis (6) tanques de almacenamiento, los 80001/2/3/4 con capacidad de ochenta mil barriles y los 55001/2 con capacidad de cincuenta y cinco mil barriles a una temperatura de 180°F aproximadamente. En la

Figura 3.6 se muestran todos los procesos que se desarrollan en los módulos A/B de la planta MPE-1 de COMOR.

3.4.1.2. Filosofía Operacional del Módulo C (EPM-1)

El crudo recibido es bombeado por las bombas tipo tornillo P-010/020/030/040/050/060 marca Warren instaladas en paralelo para incrementar la presión desde 10 psig en la succión hasta 400 psig en la descarga.

Luego de esto, el crudo es bombeado hacia los Intercambiadores de Calor tubo/carcasa E-102A/B/C/D/E/F/G/H ordenados en dos grupos de cuatro ubicados en paralelo, para incrementar la temperatura del crudo de 100 °F a 150°F aproximadamente

Las dos corrientes provenientes de los trenes de Intercambiadores de Calor, serán enviados a los Hornos F-101/102/103/104, para elevar su temperatura hasta 225 °F aproximadamente. Posteriormente a este calentamiento, el fluido será enviado hacia cuatro Deshidratadores Mecánicos en paralelo DM-101/102/103/104 en los cuales se separa el agua asociada al crudo, a dicho proceso se le inyecta alrededor de 8% de agua fresca. Esta agua será tomada del río Morichal Largo, y estará almacenada en el tanque diez mil dos (10002) que cuenta con una capacidad de 10 MBbl, desde donde será enviada, mediante las bombas centrifugas P-102C/D y 0105 que operan a una presión de 150-200 psig, luego pasará por los Intercambiadores de Calor E-103A/B conectados en serie y posteriormente por el Horno F-105 para su precalentamiento donde alcanzará una temperatura de 191 °F aproximadamente, posteriormente se unirá al crudo proveniente de los deshidratadores mecánicos.

El agua salada que se retire en los Deshidratadores Mecánicos se enfriará hasta una temperatura adecuada, haciéndola pasar por los Intercambiadores de Calor agua fresca- agua salada E-103A/B conectados en serie, para su posterior envío al Sistema de Inyección de Agua Efluente (SIAE) en el tanque desnatador diez mil uno (10001) para su tratamiento en el cual se retirarán los restos de hidrocarburos que son reinyectados al proceso. El agua libre de la nata de hidrocarburos se inyecta a pozos mediante las bombas 0201/0202/0203.

A continuación el crudo es llevado hacia los Desaladores Electrostáticos DE-101/102/103/104 que se encuentran instalados en paralelo y los cuales deberán trabajar a una presión de 120 psig y una temperatura de 220 °F

El agua salada que se retira en esta etapa es recirculada a los trenes de Deshidratación / Desalación mediante dos bombas centrifugas P-0101/0102, operando como respaldo, la capacidad de estas bombas es de 12 MBbls/Día para cada una. El crudo desalado será enviado hacia el sistema de Intercambiadores de Calor (lado carcasa), para aprovechar su energía y calentar el crudo que se encuentra en los tubos del equipo. En este proceso se obtendrá un crudo desalado con especificaciones establecidas por Refinación Suministro y Comercio (27 a 30 PTB).

Una vez que la temperatura del crudo es reducida a 150 °F, éste se une a caudal proveniente de los Módulos A/B y posteriormente pasa por cuatro (4) másicos en paralelo para su contabilización y fiscalización, y ser recolectado en los seis (6) tanques de almacenamiento, los 80001/2/3/4 con capacidad de ochenta mil barriles y los 55001/2 con capacidad de cincuenta y cinco mil barriles; a una temperatura menor o igual a 165 °F.

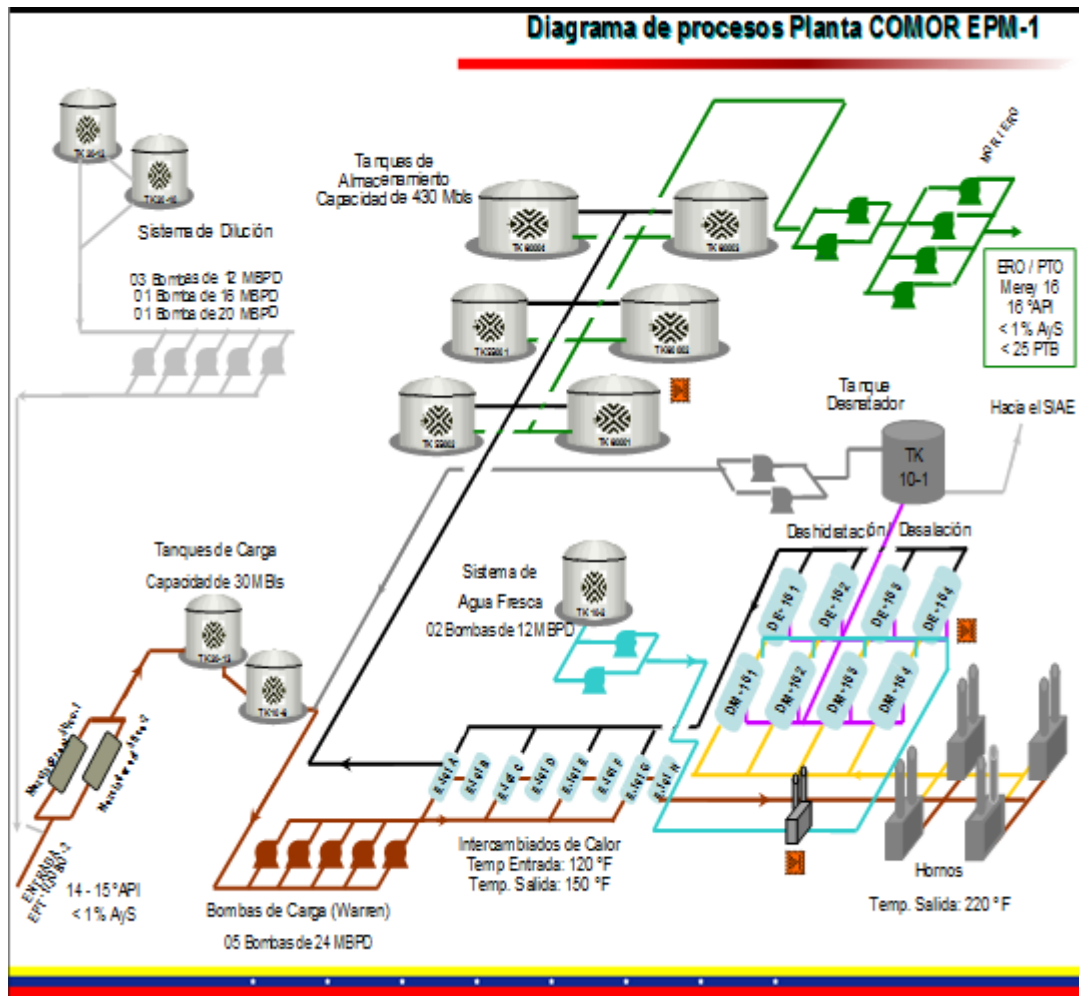


Figura 3. 6 Proceso Operacional Planta EPM-1 [1]

Seguidamente el crudo será enviado por las bombas P-02/05/20/30/40 hacia las bombas Gould de MOR-ERO y luego rebombado 50 Km. más adelante en la Estación de Rebombeo ERO hacia el PTO a través del Oleoducto de 36". En la Figura 3.7 se muestran todos los procesos que se desarrollan en el módulo C de la planta EPM-1 de COMOR.

En la Figura 3.8 se presenta una visualización en conjunto los tres módulos de las dos plantas unidas en una sola filosofía.

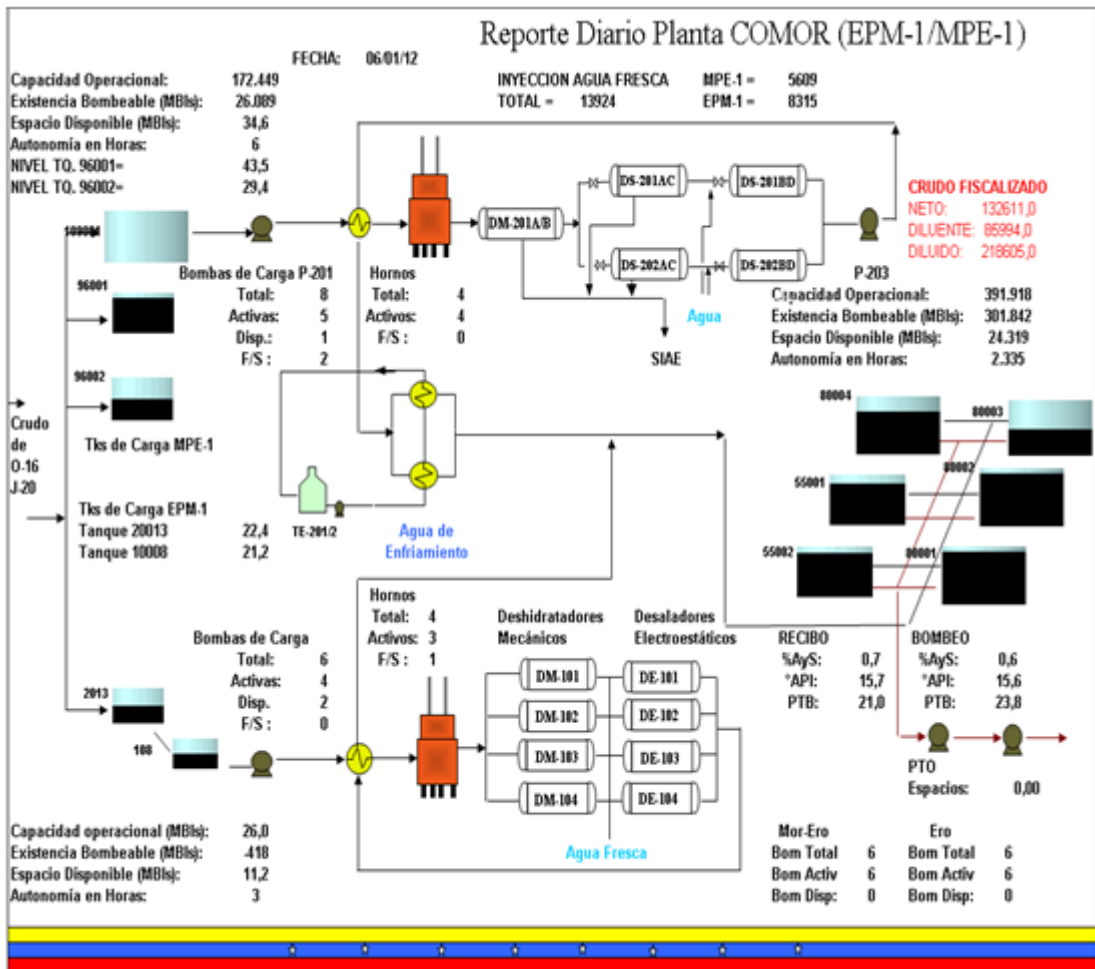


Figura 3. 7 Proceso Operacional COMOR [1]

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLOGICO

4.1. Nivel de la investigación

La investigación desarrollada se planteó a nivel descriptivo y explicativo. Descriptiva debido a que se identificó y evaluó las diferentes variables que se vieron envueltas en la caracterización del problema. Arias, F (1999) afirma que: "...los estudios descriptivos miden de forma independiente las variables, y aun cuando no se formulen hipótesis, las primeras aparecerán enunciadas en los objetivos de investigación." (p.20). Además es explicativa ya que se buscó identificar las causas que generaban el problema; según Arias, F. (1999) dice que una investigación explicativa: "...se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto." (p.20).

4.2. Diseño de la investigación

De acuerdo al marco o estrategia que se planteó para desarrollar el estudio propuesto, el diseño de ésta investigación fue de campo. Según Arias, F. (1999) una investigación de campo: "...consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna." (p.21.).

De este modo se buscó obtener los datos de todas las variables involucradas en la medición del nivel de los tanques en estudio, así como también las propiedades de los fluidos contenidos en ellos.

4.3. Población y Muestra

4.3.1. Población

La población o universo se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan a los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) involucradas en la investigación. Morles, 1994 (p.17).

La población en estudio fue finita, debido a que se conoció la cantidad de tanques de almacenamiento de COMOR en el Distrito Morichal, y estaba conformada por seis (6) tanques:

- Ochenta mil uno (80001), TK 80-1
- Ochenta mil dos (80002), TK 80-2
- Ochenta mil tres (80003), TK 80-3
- Ochenta mil cuatro (80004), TK 80-4
- Cincuenta y cinco mil uno (55001), TK 55-1
- Cincuenta y cinco mil dos (55002), TK 55-2

4.3.2. Muestra

La muestra es un "...subconjunto representativo de un universo o población." Morles, 1994 (p.54).

La muestra en estudio estuvo conformada por dos (2) tanques de almacenamiento de crudo Merrey-16 los cuales fueron elegidos al azar. Estos tanques son el Ochenta mil dos (80002), TK 80-2 y el Ochenta mil cuatro (80004), TK 80-4.

4.4. Procedimiento metodológico

Para el desarrollo del primer objetivo específico se realizó una revisión de la información bibliográfica disponible de los procedimientos, procesos y *software* empleados en las áreas de estudio en COMOR. Posteriormente se realizaron visitas periódicas de campo para corroborar dicha información y observar en detalle la aplicación de la teoría recolectada. Adicional a esto se recopiló información por parte de los operadores de COMOR y del personal capacitado de Instrumentación y de Mantenimiento; para así entender el funcionamiento y modo de operación de las áreas en estudio. Por otra parte, se consultó los manuales y normas de PDVSA y las normas internacionales que rigen el presente estudio.

4.4.1 Procedimientos operacionales de Aforo.

Se estableció una serie de pasos a seguir para realizar el aforo en tanques partiendo de los siguientes manuales y normas disponibles:

- Norma Venezolana COVENIN 1696-80
- Procedimiento para el aforo de tanques y cálculo de cantidades estáticas. Gerencia Coordinación Operacional Faja.
- Manual de procedimientos e instrucciones de operaciones de producción. Instrucción para aforo de tanques. Código: EXT-IN-09-030
- Procedimiento operacional. Actividades del operador ATC en Centro Operacional Morichal (COMOR). Código: PRO-OP-COMOR-01
- Procedimiento operacional. Aforo de tanques. Código: PRO-OP-PTO-OTM-ON-01.

Todo esto con la finalidad de medir el nivel o altura del líquido presente, y así lograr fiscalizar a continuación los volúmenes de crudo manejados.

Para realizar este procedimiento se requieren equipos y herramientas designadas a continuación:

- Cinta de medición
- Equipos de seguridad (Casco, botas, braga, lentes, guantes y mascara para gases)
- Trapos de algodón
- Vehículo

Además se deberán ejecutar una serie de actividades previas recomendadas:

- Verificar que los equipos e implementos necesarios estén limpios y en condiciones para ejecutar la medición de crudo en el tanque.
- Verificar que el personal de Sala de Control de Producción tenga los tanques en reposo durante un tiempo no menor a cuatro (4) horas, para garantizar que el proceso de medición sea lo más confiable posible, minimizando la incertidumbre en la medición.
- En presencia de lluvia y descargas eléctricas no se realiza la actividad del aforo.

Existen dos métodos de medición mediante aforo en los tanques, aforo directo y aforo indirecto. A partir de los manuales y normas mencionadas anteriormente se realizó un procedimiento detallado y completo explicado en el Apéndice I.

Además se proponen las siguientes pautas adicionales para mejorar el aforo:

- En función de evitar medidas erróneas, no deje caer la plomada violentamente.
- Verificar el punto de referencia del tanque.
- Fijar la cinta al punto de referencia del tanque en la boca de aforo.
- Cargar el equipo de tal manera que permita bajar el tanque con una mano libre.
- Orden y limpieza.

En los tanques de almacenamiento de COMOR, la medición que se realizó en el desarrollo del presente trabajo fue la indirecta debido a la condición de los tanques y los sedimentos en fondo, esto se desarrollará más adelante en otro objetivo.

4.4.2 Calibración del Transmisor de nivel por presión hidrostática.

El transmisor de nivel por presión hidrostática empleado en los tanques de almacenamiento en COMOR es el Rosemount 3051L, observado en la Figura 4.1.



Figura 4. 1 Rosemount 3051L ^[26]

Para el tanque TK-800004 las características generales del transmisor son visualizadas en la Tabla 4.1.

Tabla 4. 1 Características del transmisor TK 80-4 ^[1]

Tanque TK-800004	
Modelo	3051L
Fabricante	ROSEMOUNT
Electrónica	Smart
Código	COMOR-LT-0494-T
TAG	LT-0003
Tipo de Transmisor	Transmisor de Nivel
Señal de salida	4-20 mA con señal digital configurada por el Hart 375
Rango nominal	0.00 a 800.00 psi
Rango de Calibración	0.00 a 499.4 " de agua
Error máximo permisible	+ - 0.59 " de agua
Rango de MOD-300	3.12 a 47.17 pies

El procedimiento que se emplea actualmente en COMOR para la calibración de los Transmisores de nivel por presión hidrostática es el siguiente:

- Preparar registro de confirmación MANP-RE-11-305, llenando los datos previos a la confirmación.
- Instalar el transmisor a confirmar en el soporte para transmisores, colocándolo en la misma posición (inclinación) que estará en el tanque.
- Conectar el transmisor patrón y el transmisor a confirmar a la toma de aire comprimido.

Nota:

- El patrón es un manómetro analógico, con rango de 0 a 830 psi, conectado a la toma de aire comprimido para medir la presión de aire que se envía.
-
- Conectar el equipo HART 375 al transmisor patrón y al transmisor a confirmar.
 - Proceder a evaluar los rangos clave de calibración del transmisor, se toman en cuenta cinco (5) valores que son 0,25 ,50 ,75 y 100%.
 - Asegurar cero presión en la toma de aire comprimido a través de la válvula que controla la misma, verificar la lectura cero en el transmisor patrón. Registrar valor en el registro de confirmación.
 - Verificar lectura cero en el transmisor a confirmar, y asentarla en el registro de confirmación.
 - Ajustar la presión de aire comprimido a los rangos 25, 50, 75 y 100% del rango de calibración.

Nota:

A continuación se explicara los rangos:

- Se tabulan los datos de referencia correspondientes a cada rango a calibrar

Tabla 4. 2 Rangos de calibración

Presión	Pulgadas de agua	Porcentaje	MiliAmpers	MiliAmpers Observados
0		0	4	
200		25	8	
400		50	12	
600		75	16	
800		100	20	

- Abrir la toma de aire comprimido hasta que el patrón obtenga una lectura de 200 psi.
 - Conectar un voltímetro en la salida del transmisor, revisar la lectura en mA obtenida y anotarla en la tabla.
 - Repetir el procedimiento ajustando la toma de aire comprimido en los siguientes rangos a evaluar.
- Cerrar el suministro de aire comprimido, despresurizar y desconectar los transmisores del equipo HART 375 y de la toma de presión.
- Calcular los errores de aceptación de la confirmación para cada valor (0, 25, 50, 75 y 100% del rango de calibración), sumando los valores absolutos del error del equipo patrón y el error del equipo a

confirmar según especificación. Asentar los valores obtenidos en el registro de confirmación.

➤ Calcular el error obtenido en cada equipo para cada uno de los valores comparados (0, 25, 50, 75 y 100%), y asentar el valor absoluto de los mismos en el registro de confirmación.

Nota:

Para calcular este error se utiliza el concepto de error absoluto

- Error absoluto: se define como la diferencia, en valor absoluto, entre el valor medido y el valor que se toma como real. Por ello tiene las mismas unidades que la medición realizada.

$$\text{Error absoluto} = V_m - V_r \dots \dots \dots (4.1)$$

Dónde:

V_m = valor medido (transmisor de nivel por presión hidrostática)

V_r = valor real (patrón)

➤ Comparar el error de aceptación de cada valor comparado con el error obtenido en el punto anterior, si el último es menor o igual que el error de aceptación, colocar "SI" en la columna "ACEPTACIÓN" del registro de confirmación. En caso contrario colocar, "NO".

- Si la desviación obtenida entre el error obtenido y el teórico es aceptable en todos los puntos comparados, el instrumento a confirmar se clasifica DISPONIBLE. Si al menos en un punto no es aceptable, se clasifica como NO DISPONIBLE y se planifica su reparación y/o ajuste según las instrucciones del manual técnico del fabricante del transmisor. Si el daño es significativo que no justifique la reparación, se procede a clasificarlo como DESINCORPORADO.
- Si por alguna razón no fue posible culminar la confirmación del transmisor, se procede a clasificar el equipo como PENDIENTE POR CONFIRMAR.
- Una vez clasificado el equipo, se procede a utilizar las etiquetas de estado de calibración.

Para explicar el funcionamiento del transmisor de nivel por presión hidrostática Rosemount 3051, y el funcionamiento de los *software* empleados para visualizar los datos del sistema de almacenamiento y transferencia de fluidos de COMOR. Se realizó una investigación detallada partiendo de la información disponible obtenida a través de entrevistas y consultas con la finalidad de crear un bosquejo o esquema explicativo que nos permitió comprender a cabalidad el funcionamiento de los objetos en estudio

4.4.2. Base de datos de Aforo vs Transmisor.

La creación de la base de datos se realizó mediante la recolección de los datos de medición a través del aforo y con el transmisor de nivel por presión hidrostática, realizados diariamente en COMOR en un periodo de 1 a 2 meses, siendo el valor real el medido por aforo, debido a que éste es el avalado por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

Además los datos recolectados se obtuvieron tomando en cuenta dos estados en los tanques; estando llenos y estando vacíos, ya que estos son los puntos clave al momento de evaluar los transmisores de presión hidrostática.

La base de datos creada para analizar el rango de variación entre el aforo y el transmisor está basada en dos variables: la presión registrada por el transmisor, la cual es procesada en el PLC y los *software* para convertirla en un valor de altura; y la altura obtenida por el operador al realizar el aforo del tanque.

Cuando se realiza una medición nos alejamos siempre algo del valor real de la magnitud. Para determinar la precisión de una medida se utilizan dos tipos de errores, por medio de sus respectivas ecuaciones, expresadas a continuación:

Error absoluto: se define como la diferencia, en valor absoluto, entre el valor medido y el valor que se toma como real. Por ello tiene las mismas unidades que la medición realizada. Ecuación 4.1.

Error porcentual: es el cociente entre el error absoluto y el valor real. Si se deja así se indicará el error cometido en cada unidad de medida. Si se desea dar por cada cien unidades de medidas (tanto por ciento %) se multiplicará por cien. Como puede deducirse no posee unidades.

$$\text{Error Porcentual} = \frac{Ea}{Vr} \times 100 \% \dots \dots \dots (4.2)$$

Dónde:

E_p = error porcentual

E_a = error absoluto

V_r = valor real (aforo)

Al tabular estos resultados obtenidos de cada tanque en estudio se logró evaluar la exactitud de los transmisores de nivel por presión hidrostática.

4.4.3. Procedimientos de muestreo y toma de temperatura.

Se estableció los pasos a seguir con la finalidad de obtener la temperatura en el tanque y las muestras para determinar el contenido de agua y sedimentos (% AyS) y la gravedad API.

A partir de los siguientes manuales y normas disponibles se establece los procedimientos para obtener la temperatura del crudo en los tanques:

- Norma Venezolana COVENIN 972
- Instrucción de Trabajo medir la temperatura en tanques PTO IN-OMC-004.
- Manual Ayudas Aforo. Módulo 1. Aforo de tanques.

Existen dos instrumentos con los que se pueden obtener los valores de temperatura en el tanque, cada uno con su respectiva metodología las cuales son descritas en el Apéndice II

En los tanques de almacenamiento de COMOR, el instrumento con el cual se realizaron las mediciones de temperatura fue el *ThermoProve*.

El número de lecturas de temperatura variaba dependiendo del nivel del crudo en los tanques. En la Tabla 4.3 están expresados los valores de referencia empleados durante la medición de temperatura del crudo en los tanques.

Tabla 4. 3 Lecturas de Temperatura ^[8 modificado]

Profundidad del líquido en el tanque	N° de lecturas	Niveles de profundidad para toma de temperaturas
Más de 9 m (30 pies)	Tres (3)	(1era) Tres pies por debajo de la superficie del líquido (2da) En la mitad de la profundidad del líquido (3era) Tres pies sobre el fondo o sobre el agua libre, si la hay
De 6 a 9 m (20 a 30 pies)	Dos (2)	(1era) Tres pies por debajo de la superficie del líquido (2da) Tres pies sobre el fondo o sobre el agua libre, si la hay
Menos de 6 m (menos de 20 pies)	Una (1)	En la mitad de la profundidad del líquido.

Se estableció el procedimiento a seguir con la finalidad de determinar el nivel de agua libre dentro del tanque el cual puede ser observado en el Apéndice III. Éste procedimiento se realizó a partir de los siguientes manuales y normas disponibles:

- Manual de procedimientos e instrucciones de operaciones de producción. Instrucción para aforo de tanques. Código: EXT-IN-09-030
- Manual Ayudas Aforo. Módulo 1. Aforo de tanques.
- Instrucción de Trabajo medir el nivel de agua en tanques PTO IN-OMC-003.
- Curso de aforo de tanques. Tecnazuca.

De igual manera que en el aforo de los tanques de almacenamiento de COMOR, la medición que se realizó fue la indirecta debido a la condición de

los tanques y los sedimentos en fondo. Ambos tipos de medición pueden ser observados en la Figura 4.2.

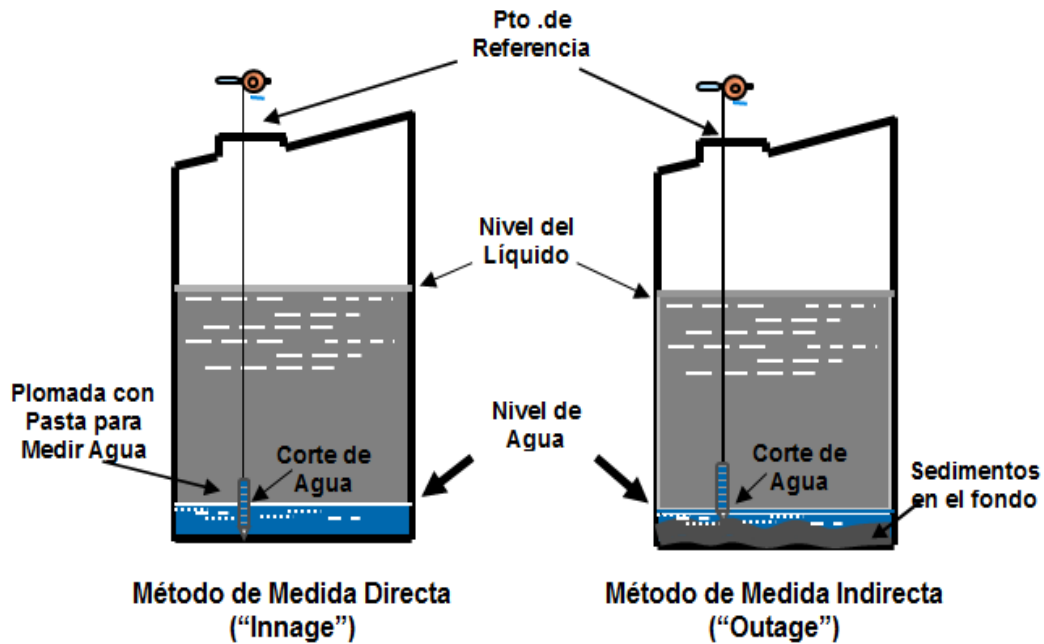


Figura 4. 2 Medición Nivel de agua ^[4 modificada]

En el procedimiento de muestreo durante el aforo de los tanques se aplican los métodos ASTM D-270 / API 2446. Mediante los cuales se indican varios tipos de muestreo y su correspondiente proceso. Dichos procedimientos se establecen con detalles en el Apéndice IV. Los tipos de muestreo son los siguientes:

Muestra corrida API

Es aquella que se obtiene dejando descender lentamente una botella toma muestra destapado, desde el tope del fluido hasta el nivel inferior de la succión del tanque, retornándolo al tope a una velocidad uniforme para que se llenen tres cuartas partes del recipiente.

Muestra corrida ASTM

Es aquella que se obtiene dejando descender lentamente una botella toma muestra tapada, desde el tope del fluido hasta el nivel inferior de la succión del tanque, retornándolo al tope a una velocidad uniforme para que se llenen tres cuartas partes del recipiente.

Muestra puntual

Es la muestra tomada a un nivel determinado del tanque. Se baja la botella toma muestra tapada hasta el nivel deseado, donde a continuación se destapa y se deja llenar completamente.

Muestra compuesta

Se obtiene mediante el mezclado de las muestras puntuales, en proporciones iguales

En los tanques de almacenamiento de COMOR, el muestreo realizado es del tipo muestra puntual. Aunque las botellas toma muestra empleadas no poseían el tapón para sellarlas, de igual manera se procedió con el muestreo tipo puntual generando en consecuencia pequeños errores al momento de obtener muestras representativas del crudo en el nivel deseado dentro del tanque.

Por normativas internas en COMOR las muestras de fondo del tanque fueron tomadas por un operador de la gerencia de Producción. Dichas muestras fueron tomadas a tres (3) pies por encima de la succión de los tanques. Mientras que las muestras de Centro y Tope fueron realizadas en conjunto con los operadores de la gerencia de Coordinación Operacional Faja.

Del mismo modo que con la temperatura, el número y niveles para tomar las muestras puntuales variaba dependiendo del nivel del crudo en los tanques. En la Tabla 4.4 están expresados los valores de referencia empleados durante el muestreo.

Tabla 4. 4 Número y niveles muestras ^[8 modificado]

Profundidad del líquido en el tanque	No. de muestras	Niveles de profundidad para toma de muestras
Mayor de 9 m ó 30 pies	Tres (3)	Tope: 1/6 de profundidad Centro: 1/2 de profundidad Fondo: succión
De 6 a 9 m ó 20 a 30 pies	Dos (2)	Tope: 1/4 de profundidad Fondo: succión
Menos de 6 m o 20 pies	Una (1)	Centro: 1/2 de profundidad

A continuación se representa en la Figura 4.3 los diferentes niveles de muestreo tomados en cuenta durante el procedimiento. Además se muestran las ecuaciones empleadas para saber el número de muestras necesarias (Tope, Centro y Fondo) y a qué nivel obtener las muestras representativas del crudo dentro de los tanques dependiendo de la altura máxima del crudo.

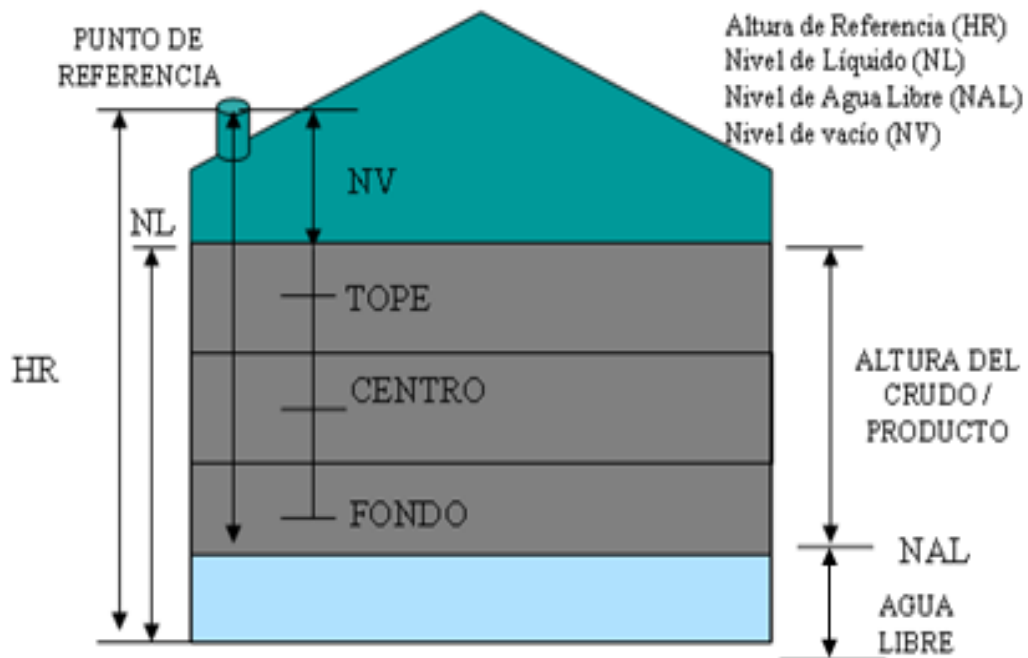


Figura 4. 3 Niveles de muestreo [4 modificada]

Si la altura del fluido es Mayor de 9 m o 30 pies

- Profundidad de la Muestra de Tope = Nivel del Vacío + $(1/6) \times$ (Nivel del Líquido – Nivel de Agua Libre)
- Profundidad de la Muestra de Centro = Nivel del Vacío + $(1/2) \times$ (Nivel del Líquido – Nivel de Agua Libre)
- Profundidad de la Muestra de Fondo = Nivel del Vacío + $(5/6) \times$ (Nivel del Líquido – Nivel de Agua Libre)

Si la altura del fluido es Mayor de 6m o 20 pies, y Menor de 9m o 30 pies

- Profundidad de la Muestra de Tope = Nivel del Vacío + $(1/6) \times$ (Nivel del Líquido – Nivel de Agua Libre)
- Profundidad de la Muestra de Fondo = Nivel del Vacío + $(5/6) \times$ (Nivel del Líquido – Nivel de Agua Libre)

Si la altura del fluido es Menor de 6m o 20 pies

- Profundidad de la Muestra de Fondo = Nivel del Vacío + $(1/2) \times$
(Nivel del Líquido – Nivel de Agua Libre)

4.4.4 procedimientos para determinar la Gravedad API y el porcentaje de agua y sedimentos.

Una vez obtenidas las muestras del crudo Merey-16, estas se trasladaron al Centro de Análisis Morichal (CAM) Laboratorio Comor MPE-1/EPM-1, con la finalidad de determinar la Gravedad API y el porcentaje de agua del crudo.

El procedimiento para determinar el contenido de Agua y Sedimentos está establecido en el Manual de Procedimientos e Instrucciones de Laboratorio del Centro de Análisis Morichal (CAM) Laboratorio Comor MPE-1/EPM-1, titulado: INSTRUCCIÓN PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTO POR CENTRIFUGACION. El cual puede ser observado en el Apéndice V.

Para realizar este procedimiento se emplearon los equipos y reactivos designados a continuación:

- Centrifuga.
- Tubos de centrifuga de 100 ml (tipo zanahoria).
- Tapones de corcho o goma.
- Pipeta aforada de 1 ml.
- Demulsificante F46.
- Xileno.
- Equipos de seguridad personal (guantes, bata de laboratorio, lentes de seguridad).

En este procedimiento se realizaron dos pruebas características una llamada “con química” y la otra llamada “sin química” para así determinar si había presencia de emulsiones en las muestras recolectadas.

El procedimiento para determinar la Gravedad API del Merey-16 está establecido en el Manual de Procedimientos e Instrucciones de Laboratorio del Centro de Análisis Morichal (CAM) Laboratorio Comor MPE-1/EPM-1, titulado: INSTRUCCIÓN PARA DETERMINAR LA GRAVEDAD API DEL CRUDO Y DILUENTE. El cual puede ser observado en el Apéndice VI.

Para realizar este procedimiento se emplearon los equipos designados a continuación:

- Termohidrómetro para el crudo, graduado en décimas de °API tipo 52HH o 72HH de 9 a 21 °API.
- Cilindro de vidrio (que satisfaga las normas ASTM D 287-95), metálico o plástico.
- Baño con termostato para atemperamiento de la muestra.
- Papel secante.
- Cronometro.
- Equipos de seguridad personal (guantes, bata de laboratorio, lentes de seguridad).

Una vez obtenido el valor de “API observado” se procedió a corregirlo por temperatura y obtener el valor de “API húmedo”. Para ello se empleó la Tabla ASTM 1250 (puede ser visualizada en el Apéndice VII) de la siguiente manera: se ubicó el valor de “API observado” con su respectiva temperatura en la tabla y la intersección de ambos valores es el valor de API corregido a 60 °F o “API húmedo”.

Luego es necesario corregir la gravedad API por el contenido de agua. Esto se realizó mediante la Tabla del Apéndice VIII, este valor corregido es llamado “API seco” y se obtiene al interceptar los valores de “API húmedos” con el contenido de agua presente en la muestra obtenido mediante el procedimiento anterior. El valor de “API seco” es el valor definitivo que se reporta.

4.4.4.1. Densidad

Una vez obtenidos los valores de porcentaje de agua, y en consecuencia los valores corregidos de la gravedad API definitivos del petróleo, podemos obtener el valor de densidad del mismo a través de la siguiente ecuación.

$$Ge = \frac{\rho_o}{\rho_w} = \frac{141,5}{131,5 + API} \dots \dots \dots (4.3)$$

Dónde:

Ge: Gravedad específica, adimensional

ρ_o : Densidad del petróleo, gr/ml

ρ_w : Densidad del agua, gr/ml

API: Gravedad API del Petróleo

Despejando la densidad del petróleo, y siendo la densidad del agua igual a un (1) gr/ml, nos quedara la siguiente ecuación.

$$\rho_o = \frac{141,5}{131,5 + API} \dots \dots \dots (4.4)$$

Se propone el siguiente método para obtener la gravedad específica del crudo a través del aforo de los tanques.

A partir de la siguiente ecuación se puede obtener la gravedad específica del crudo como se explica a continuación.

$$Presión = \frac{Peso}{Superficie} = \frac{Volumen \times Gravedad\ específica}{Área}$$

$$Presión = \frac{Área \times Altura \times Gravedad\ específica}{Área}$$

Simplificando y despejando obtenemos

$$Gravedad\ específica = \frac{\rho_{crudo}}{\rho_{agua}} = \frac{Presión}{Altura}$$

Las mediciones de presión y altura son directamente proporcionales, es decir, a medida una aumente o disminuya la otra variable tendrá la misma tendencia y por lo tanto se pueden expresar gráficamente como la ecuación de una recta. Se establece la presión como la variable en el eje X y la altura como la variable en el eje Y, siendo el valor de corte de la recta con el eje Y la altura desde el suelo a la que debe posicionarse el transmisor de nivel.

De esta manera se establece la ecuación de la recta a continuación:

$$Y - Y_0 = m(X - X_0)$$

$$M = \frac{(Y - Y_0)}{(X - X_0)}$$

Luego

$$M = \frac{(h \text{ lleno} - h \text{ vacío})}{(p \text{ lleno} - p \text{ vacío})} \dots \dots \dots (4.5)$$

Dónde:

h= altura, pies

p= presión, pulgadas de agua

En consecuencia desglosando las ecuaciones planteadas

$$M = \frac{\text{altura}}{\text{presión}}$$

$$\text{Gravedad específica} = \frac{\rho_{\text{crudo}}}{\rho_{\text{agua}}} = \frac{\text{presión}}{\text{altura}}$$

$$\text{Gravedad específica} = \text{densidad} = \frac{1}{M}$$

De este modo se puede obtener la gravedad específica del crudo mediante los datos recolectados a través del aforo.

Para realizar esto se procede mediante los siguientes pasos:

- 1.- Se procede a convertir los datos del transmisor y de aforo en una sola expresión decimal en pies, para luego tabular los resultados.
- 2.- Se construye la curva característica aforo vs transmisor

3.- Se halla la pendiente para cada medida de aforo, para luego calcular la gravedad específica.

4.- Se calculan los errores para comprobar los resultados.

A continuación se procede a evaluar el efecto de la misma sobre el nivel en los tanques, para esto se parte de los valores de 15,5 a 16,5 °API, lo cual es el rango de valores de API necesarios para cumplir la especificación del Merey-16.

Los transmisores de nivel por presión no toman en cuenta las variaciones de la densidad del fluido a evaluar, para ellos la densidad del fluido medido siempre es constante.

Los PLC poseen almacenados la ecuación 5.7 en la cual se encuentra el valor fijo de densidad necesario para obtener un valor en altura.

$$h = \frac{\text{presion (pulg de H}_2\text{O)}}{\text{densidad} * 12 \text{ (ph}_2\text{o)}} \dots \dots \dots (4.6)$$

En consecuencia para evaluar el efecto de la densidad se procedió de la siguiente manera:

1.- Con el valor de densidad obtenido por las muestras de laboratorio se procede a obtener el valor de m con la siguiente ecuación

$$\text{Gravedad específica} = \text{densidad} = \frac{1}{M}$$

2.- Se obtiene el valor de gravedad API de referencia para este valor de densidad y de “m”

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{densidad} - 131,5$$

3.- Con ese valor “m” de referencia se busca el valor de altura de referencia con la siguiente ecuación, tomando el valor mínimo cuando la presión en cero y la altura es cero.

$$M = \frac{(h_1 - h_0)}{(p_1 - p_0)}$$

4.- Luego se realiza el mismo procedimiento para cada valor de °API limite, una vez realizado esto se gráfica y se analizan los resultados

4.4.5. Elaboración de las propuestas.

Para el desarrollo de este objetivo se realizó una revisión de la información bibliográfica de los instrumentos de medición de nivel disponibles que podrían ser empleados en los tanques de almacenamiento en el área de estudio COMOR. Posteriormente se realizaron visitas periódicas de campo para corroborar dicha información y observar los resultados de las mediciones de dichos equipos para evaluar su presión y exactitud.

Adicional a esto se recopiló información por parte de los operadores de COMOR, el personal capacitado de Instrumentación, Mantenimiento, etc.; para así entender el funcionamiento y modo de operación de las áreas en estudio, igualmente se consultó los manuales y normas de PDVSA e internacionales que rigen el presente estudio.

Además se propuso una nueva calibración del transmisor de nivel por presión hidrostática, con la cual se estimaba que permitiera reducir el porcentaje de error en las mediciones de nivel de los tanques. Para este fin se planteó la creación de ecuaciones que se introducirán en el PLC, sustentadas en una base teórica analizadas en el presente trabajo.

Para la elaboración de las propuestas de calibración y la de sustitución del transmisor de presión en el presente trabajo fue necesario emplear un capítulo a fin de lograr expresar y desarrollar toda la información recopilada y abarcar completamente todos los parámetros considerados importantes en el presente trabajo.

Para la calibración se partió de la premisa que las mediciones de presión y altura son directamente proporcionales, es decir, a medida que una aumenta o disminuya la otra variable tendrá la misma tendencia y por lo tanto se pueden expresar gráficamente como la ecuación de una recta. Se establece la presión como la variable en el eje X y la altura como la variable en el eje Y, siendo el valor de corte de la recta con el eje Y la altura desde el suelo a la que debe posicionarse el transmisor de nivel.

De esta manera se establece la ecuación 4.5.

El primer paso a seguir en la elaboración de la Propuesta fue crear una Tabla que abarque los datos de aforo y del transmisor a la misma hora que fue realizado el aforo del tanque

Luego con estos valores se procede a obtener los valores de “m” y “b” representativo y promedios para poder crear la ecuación de la recta, a su vez se presentan dichos valores gráficamente aplicándole la tendencia lineal para comprobar los datos obtenidos.

Ya con la ecuación de la recta obtenida se procede a obtener los valores de altura para cada valor de presión del transmisor, y así lograr evaluar los errores absoluto y porcentual de dicha Propuesta.

Para la propuesta de sustitución una vez analizada la información acerca de todas las tecnologías y dispositivos disponibles en el mercado se procede a una evaluación de estas para así lograr ofrecer la mejor opción para el reemplazo, tomando en cuenta las diversas variables que se presentan en los tanques en estudio de COMOR.

Ambas propuestas de calibración y de sustitución fueron desarrolladas en el último capítulo titulado Propuestas.

4.6. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Según el autor Arias, F (1999), define técnicas de recolección de datos como: "...las distintas formas o maneras de obtener la información." (p.25). De la misma manera explica que los instrumentos son: "...los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información." (p.25). a fin de llevar a cabo la ejecución de los objetivos planteados en este estudio se emplearon las siguientes técnicas:

- Análisis documental y de contenido mediante la revisión bibliográfica del material disponible, por ejemplo: tesis y publicaciones, libros, manuales PDVSA, normas técnicas internacionales/nacionales e información disponible en Internet.
- Encuestas en sus dos modalidades (entrevistas o cuestionario) al personal de PDVSA en sus distintas gerencias y sedes (COMOR,

Edif. Sede, etc.) dependiendo del tipo de información requerida para el desarrollo del proyecto.

- La observación directa, para el desarrollo del proyecto se visitó continuamente el área de estudio para obtener los datos e información necesarios.

4.7. Instrumentos

Los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información. Dentro de los instrumentos empleados para el desarrollo del proyecto destacan los siguientes: SCADA, Centinela, cintas de medición y plomadas, envases toma muestras, termómetros manuales/digitales, pastas detectoras de nivel de agua libre, materiales del laboratorio para realizar pruebas (%AyS y api), entre otros.

4.8. Aspectos administrativos

Recursos necesarios

Recursos humanos: se solicitó el apoyo del personal técnico, ingenieros y operadores de PDVSA en las diferentes gerencias que abarcaron el desarrollo de los objetivos del presente estudio.

Recursos Materiales: se utilizaron los equipos de seguridad personal (bragas, lentes, guantes y botas), materiales de oficina (papelería, lápices, carpetas, etc.) y computadoras con sus respectivos programas (office, SACADA, etc.) para el desarrollo del proyecto.

Recursos Financieros: todos los gastos referente al presupuesto fueron sufragados por PDVSA, SA/ Gerencia COF Distrito Morichal.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1. Funcionamiento del transmisor de nivel por presión hidrostática.

A continuación se explicará el funcionamiento del transmisor de nivel por presión hidrostática Rosemount 3051, y el funcionamiento de los *software* empleados para visualizar los datos del sistema de almacenamiento y transferencia de fluidos de COMOR.

Se debe tener el valor real de la altura total de referencia de cada tanque expresado en pies, pulgadas y octavos de pulgadas, como se expresa a continuación:

Tk- 80001 (48 pies, 05 pulgadas, 0/8 octavos)

Tk- 80002 (49 pies, 11 pulgadas, 1/8 octavos)

Tk- 80003 (47 pies, 05 pulgadas, 3/8 octavos)

Tk- 80004 (47 pies, 02 pulgadas, 0/8 octavos)

Tk- 55001 (40 pies, 10 pulgadas, 0/8 octavos)

Tk- 55002 (40 pies, 10 pulgadas, 0/8 octavos)

La altura de referencia se debe convertir a pies y luego a pulgadas de agua (H₂O), que son las unidades con las cuales trabaja el transmisor de nivel.

El transmisor previamente calibrado tomará una lectura de la presión generada por la columna de fluido ubicada por encima de él. El transmisor está ubicado a tres (3) pies encima de la succión del tanque debido a razones operacionales.

La calibración del transmisor nos permite establecer el rango de operación con el cual tomara sus mediciones, éste realiza su medición y la enviará mediante una señal de corriente establecida de 4mA hasta 20mA, siendo 4mA el valor de cero (0) pulgadas de H₂O y 20mA el valor máximo o altura de referencia del tanque en pulgadas de H₂O. Además se puede establecer los rangos de valores máximo y mínimo de operación para los cuales se emitirá una alarma para evitar el desbordamiento del tanque o cavitación de las bombas de succión debido al bajo nivel.

COMOR posee varios PLC conectados mediante un cable fibra óptica de Ethernet, los cuales operan digitalmente y controlan varios procesos de la estación. La señal en mA generada por el transmisor es enviada mediante un cable de fibra óptica hasta el PLC el cual posee un convertidor análogo digital que le permite transformar el valor de la señal de mA a lenguaje binario reconociendo el valor en mA como la presión de la columna de fluido.

El PLC posee una memoria programable interna en la cual se almacena esta información, luego de convertir la señal mA en una señal de lenguaje binario, ésta ingresa a un bloque sumador integrado al PLC en el cual está almacenado el valor de la altura en pies a la que se encuentra el transmisor.

La información almacenada en el PLC es enviada a través del cable de fibra óptica hacia el computador (PC) en cual posee los *software* para manejar dicha información y procesarla de manera que sea visible y fácil de operar por el usuario. El sistema MOD-300 posee almacenada la siguiente ecuación:

$$P_e = (h_t - h_{tn}) \times g_e \dots \dots \dots (5.1)$$

Dónde:

Pe= Presión hidrostática, pulgadas de agua

ht= Altura del nivel en cada tanque, pies

htn= Altura del transmisor de nivel, pies

ge= Gravedad específica, adimensional

Mediante los valores de gravedad API obtenidos por los análisis de las muestras en el Centro de Análisis Morichal CAM (Laboratorio Comor MPE-1/EPM-1) se obtiene el peso específico y tomando en cuenta el valor de la altura del transmisor de nivel se logra obtener el valor real de altura del fluido dentro del tanque en pies. Dicha altura es comparada con la altura de referencia máxima y mínima del tanque para así emitir una alarma advirtiendo la llegada del nivel a estos límites.

Una vez obtenido y visualizado el valor real de la altura del crudo dentro del tanque mediante el computador con el Sistema MOD-300 mediante un entorno esquemático dinámico, esa información es enviada y almacenada en una interfaz hombre maquina HMI para luego poder ser observada mediante el TREND. Este es un programa informático que actúa utilizando un conjunto de imágenes y gráficas para representar la información y acciones disponibles a realizar con los datos obtenidos, ofreciendo un entorno visual sencillo para permitir la comunicación con el sistema operativo del computador (PC). Además de visualizar el nivel del fluido en los tanques, este programa, nos permite observar que tanque está recibiendo, bombeando y cual está parado vacío o parado lleno en tiempo real; muestra la temperatura °F, los grados API, la densidad, el corte de agua, entre otros procesos.

5.2. Procedimientos operacionales de Aforo.

En el desarrollo de este objetivo y obtener resultados exactos se realizó una comparación o cotejo entre los procesos de medición observados y los procedimientos planteados, para logra detectar posibles diferencias con el objetivo de tomar acciones que mejoren los procesos y aumentar la exactitud. Dichas comparaciones se expresan y analizan a continuación.

Se observó que en ocasiones no se realiza el aterramiento de la cinta durante el proceso de aforo aun y cuando el procedimiento establece que se debe aterrizar la cinta a fin de disipar la posible electricidad estática que se presenta en este tipo de instrumento. Esto es un mecanismo preventivo de seguridad porque se podría ocasionar una explosión si hay alguna acumulación de gases provenientes del crudo almacenado. Entre las causas que justifican dicha acción resaltaron la facilidad laboral, el máximo aprovechamiento del tiempo o que la cinta de medición no posea el cable de aterramiento debido a la ruptura del mismo.

Se observó que en algunas ocasiones solo se realizó una medida aun y cuando el procedimiento establece que se registren por lo menos dos medidas idénticas al medir el tanque. El propósito de tomar diversas mediciones hasta que por lo menos dos sean idénticas es evitar el posible registro erróneo en la boleta de aforo de los niveles del crudo, agua libre y temperatura en el tanque. En la práctica y debido a la posible experiencia del operador solo se realizó una medición de nivel y de temperatura.

Se observó que el muestreo realizado no era el adecuado y establecido por los procedimientos. Muchas veces para el muestreo puntual de centro y tope solo se tomaba la medida de tope para ambas argumentándose en que la experiencia les dictaba que la variación entre ambas muestras es

despreciable, además de no realizar los cálculos exactos del nivel a ser obtenidas las muestras puntuales como lo establece el procedimiento, lo cual conlleva a un aumento del error en las mediciones realizadas. El objetivo del muestreo puntual es obtener muestras representativas del crudo a evaluar y que mediante el cumplimiento de los pasos a seguir no se acumulen errores.

Las operaciones y el manejo de los instrumentos de medición empleados son actividades que los operadores realizan a diario y en consecuencia tienden a llevarlas de manera mecánica y pasan por alto los lineamientos establecidos. Otro factor que influye en ellos es el tiempo de ejecución disponible. Y aunque estos y otros motivos causen la falta de rigurosidad en los procedimientos se exhorta al cumplimiento de los mismos a fin de asegurar una mínima proporción de errores y obtener resultados más exactos.

5.3. Base de datos de Aforo vs Transmisor.

Se muestran los datos obtenidos en los tanques estudiados comparando el valor de nivel obtenido mediante aforo y el transmisor de nivel por presión hidrostática. Se evaluó el porcentaje de error entre ambas mediciones para establecer el grado de precisión y exactitud entre ambos métodos y comprobar si es necesario una calibración o sustitución del transmisor.

Las características del tanque 80002 son las siguientes

Tabla 5. 1 Características del tanque 80002 ^[1]

DATOS DEL TANQUE	
TAG NAME	TK-80002
SISTEMA	Tanques
FABRICANTE	HORTON
MODELO	API STD 650 STORAGE TANK
TIPO	TECHO FIJO CÓNICO
SERIAL	
USO TIPO	ALMACENAMIENTO DE CRUDO PARA BOMBEO
DIMENSIONES	
CAPACIDAD NOMINAL	80000 Bls
DIÁMETRO NOMINAL	110 pies
ALTURA NOMINAL	48 pies
ALTURA DE SUCCION	2 pies
FACTOR DEL TANQUE	
PRESION DE DISEÑO	
GRAVEDAD ESPECÍFICA DE DISEÑO	
NIVEL MÁXIMO DE OPERACIÓN	45 pies
NIVEL MINIMO DE OPERACIÓN	7 FT
TEMPERATURA MÁXIMA DE TRABAJO	
NÚMERO DE ANILLOS	6
DIMENSIONES DE ANILLOS	1) 0.583" 2) 0.461" 3) 0.387" 4) 0.288" 5) 0.295" 6)0.296"
MATERIAL DEL TECHO	
MATERIAL DEL CASCO	
ESPESOR DEL TECHO	0,222"
OBSERVACIONES	OPERATIVO

5.3.1. Tanque 80002 TK 80-2

En la Tabla 5.2 se representan los datos de altura observados a través del aforo en pies, pulgadas y octavos; los cuales son llevados a una sola unidad en pies. Además de los datos de la altura del transmisor en el Trend. Ambos en estado lleno.

Tabla 5. 2 tanque 80002 lleno

Fecha	Método	datos observados		datos convertidos	
		Pies	pulgadas	octavos	Altura
25/02/2013	aforo	44	8	6	44,73
	transmisor	44,52	44	6	2
04/03/2013	aforo	44	10	7	44,91
	transmisor	44,66	44	7	7
11/03/2013	aforo	44	8	7	44,74
	transmisor	44,39	44	4	5
15/03/2013	aforo	44	0	0	44
	transmisor	44,88	44	10	4
15/03/2013	aforo	42	1	5	42,14
	transmisor	41,93	41	11	1

Una vez obtenidas las alturas del crudo en una sola unidad de pies tanto con el aforo así como también por el transmisor se procede a evaluar el error absoluto y el error porcentual del tanque en estado lleno.

Error absoluto tanque lleno

$$\text{Error absoluto} = [\text{Valor medido}(\text{Sistema Scada}) - \text{Valor real}(\text{Cinta de Aforo})]$$

$$\text{Error absoluto lleno} = [(44,52) - (44,73)]$$

$$\text{Error absoluto lleno} = 0,21 \text{ pies}$$

Error porcentual tanque lleno

$$\text{Error porcentual lleno} = \frac{\text{Error absoluto}}{\text{Valor real (Aforo)}} \times 100\%$$

$$\text{Error porcentual lleno} = 0,46 \%$$

$$\text{Error porcentual promedio} = 0,86\%$$

En la Tabla 5.3 se representan los datos de altura observados a través del aforo en pies, pulgadas y octavos; los cuales son llevados a una sola unidad en pies. Además de los datos de la altura del transmisor en el Trend. Ambos en estado vacío.

Tabla 5. 3 tanque 80002 vacío

Fecha	Método	datos observados		datos convertidos	
		Pies	pulgadas	octavos	Altura
27/02/2013	aforo	29	6	4	29,54
	transmisor	29,77	29	9	2
05/03/2013	aforo	21	4	2	21,35
	transmisor	21,49	21	5	7
10/03/2013	aforo	20	3	1	20,26
	transmisor	20,85	20	10	2
16/03/2013	aforo	14	7	0	14,58
	transmisor	15,8	15	9	5
16/03/2013	aforo	20	10	1	20,84
	transmisor	21,44	21	5	2

Una vez obtenidas las alturas del crudo en una sola unidad de pies tanto con el aforo así como también por el transmisor se procede a evaluar el error absoluto y el error porcentual del tanque en estado vacío.

Error absoluto tanque vacío

$$\text{Error absoluto} = [\text{Valor medido}(\text{Sistema Scada}) - \text{Valor real}(\text{Cinta de Aforo})]$$

$$\text{Error absoluto vacío} = [(29,77) - (29,54)]$$

$$\text{Error absoluto vacío} = 0,23 \text{ pies}$$

Error porcentual tanque vacío

$$\text{Error porcentual vacío} = \frac{\text{Error absoluto}}{\text{Valor real (Aforo)}} \times 100\%$$

$$\text{Error porcentual vacío} = 0,77 \%$$

$$\text{Error porcentual promedio} = 3,11 \%$$

Se observa que para el tanque 80002 el transmisor presenta errores aceptables de operación, y también se demuestra que el transmisor aumenta su porcentaje de error de medición a medida que se vacía el crudo del tanque.

Las características del tanque 80004 son las siguientes

Tabla 5. 4 Características del tanque 80004 ^[1]

DATOS DEL TANQUE	
TAG NAME	TK-80004
SISTEMA	Tanques
FABRICANTE	CIB DE VENEZUELA C.A.
USO	ALMACENAMIENTO DE CRUDO PARA BOMBEO
AÑO DE FABRICACIÓN	1986
TIPO	TECHO FIJO CÓNICO
MODELO	API STD 650 STORAGE TANK
DIMENSIONES	
CAPACIDAD NOMINAL	79000 Bls
DIÁMETRO NOMINAL	110 FT
ALTURA NOMINAL	46'-7.5/8"
NIVEL MÁXIMO DE OPERACIÓN	45 FT
NIVEL MÍNIMO DE OPERACIÓN	10 FT
ALTURA DE SUCCIÓN	2 FT
PRESION DE DISEÑO	ATMOSFÉRICA
GRAVEDAD ESPECÍFICA DE DISEÑO	0,9826
TEMPERATURA MÁXIMA DE TRABAJO	350 °F
NÚMERO DE ANILLOS	6
DIMENSIONES DE ANILLOS	1) 0.583" 2) 0.461" 3) 0.387" 4) 0.288" 5) 0.295" 6)0.296"
MATERIAL DEL TECHO	A-36
MATERIAL DEL CASCO	A-36
ESPESOR DEL TECHO	MIN:0.755" MÁX:0.788" NOM:0.750"
OBSERVACIONES	OPERATIVO

5.3.2. Tanque 80004 TK 80-4

En la Tabla 5.5 se representan los datos de altura observados a través del aforo en pies, pulgadas y octavos; los cuales son llevados a una sola unidad en pies. Además de los datos de la altura del transmisor en el Trend. Ambos en estado lleno.

Tabla 5. 5 tanque 80004 lleno

Fecha	Método	datos observados		datos convertidos	
		Pies	pulgadas	octavos	Altura
26/02/2013	aforo	44	11	3	44,95
	transmisor	44,59	44	7	1
02/03/2013	aforo	42	8	0	42,67
	transmisor	41,63	41	7	4
04/03/2013	aforo	44	11	4	44,96
	transmisor	44,51	44	6	1
19/03/2013	aforo	45	2	7	45,24
	transmisor	45	45	0	0
20/03/2013	aforo	44	8	1	44,68
	transmisor	44,34	44	4	1

Una vez obtenidas las alturas del crudo en una sola unidad de pies tanto con el aforo así como también por el transmisor se procede a evaluar el error absoluto y el error porcentual del tanque en estado lleno.

Error absoluto tanque lleno

$$\text{Error absoluto} = [\text{Valor medido}(\text{Sistema Scada}) - \text{Valor real}(\text{Cinta de Aforo})]$$

$$\text{Error absoluto lleno} = [(44,59) - (44,95)]$$

$$\text{Error absoluto lleno} = 0,36 \text{ pies}$$

Error porcentual tanque lleno

$$\text{Error porcentual lleno} = \frac{\text{Error absoluto}}{\text{Valor real (Aforo)}} \times 100\%$$

$$\text{Error porcentual lleno} = 0,80 \%$$

$$\text{Error porcentual promedio} = 1,11 \%$$

En la Tabla 5.6 se representan los datos de altura observados a través del aforo en pies, pulgadas y octavos; los cuales son llevados a una sola unidad en pies. Además de los datos de la altura del transmisor en el Trend. Ambos en estado lleno.

Tabla 5. 6 tanque 80004 vacío

Fecha	Método	datos observados		datos convertidos	
		Pies	pulgadas	octavos	Altura
02/03/2013	aforo	27	11	7	27,99
	transmisor	27,5	27	6	0
03/03/2013	aforo	20	9	6	20,81
	transmisor	21,18	21	2	1
04/03/2013	aforo	20	2	6	20,23
	transmisor	20,7	20	8	3
16/03/2013	aforo	15	6	7	15,57
	transmisor	16,29	16	3	4
20/03/2013	aforo	22	4	6	22,4
	transmisor	22,96	22	11	4

Una vez obtenidas las alturas del crudo en una sola unidad de pies tanto con el aforo así como también por el transmisor se procede a evaluar el error absoluto y el error porcentual del tanque en estado vacío.

Error absoluto tanque vacío

$$\text{Error absoluto} = [\text{Valor medido}(\text{Sistema Scada}) - \text{Valor real}(\text{Cinta de Aforo})]$$

$$\text{Error absoluto vacío} = [(27,5) - (27,99)]$$

$$\text{Error absoluto vacío} = 0,49 \text{ pies}$$

Error porcentual tanque vacío

$$\text{Error porcentual vacío} = \frac{\text{Error absoluto}}{\text{Valor real (Aforo)}} \times 100\%$$

$$\text{Error porcentual vacío} = 1,75 \%$$

$$\text{Error porcentual promedio} = 2.59 \%$$

Al igual que en el tanque 80004 se observa que para el tanque 80002 el transmisor presenta errores aceptables de operación, y también se demuestra que el transmisor aumenta su porcentaje de error de medición a medida que se vacía el crudo del tanque.

5.4. Evaluación de los efectos de la densidad, temperatura, corte de agua, deformación del tanque y sedimentos.

5.4.1. Densidad

Para obtener el valor de la densidad del fluido se debe primero establecer el valor de gravedad API del mismo, para ello se acude al valor obtenido mediante las pruebas del Centro de Análisis Morichal (CAM) Laboratorio Comor MPE-1/EPM-1, debido a que el valor obtenido en el laboratorio es el valor real establecido por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

Además se debe tener el porcentaje de agua mediante su respectiva prueba de laboratorio para realizar la corrección de ° API. Una vez obtenido el valor corregido de la gravedad API del petróleo, podemos obtener el valor de densidad del mismo.

Tanque 80002 TK 80-2

Tabla 5. 7 Densidad TK 80-2

Fecha	Hora	Laboratorio				
		°API/Temp Observada	% AyS	API húmedo	API seco	Densidad
25/02/2013	11:00am	19,5/120	2,8	16,2	16,47	0,95627492
26/02/2013	3:00pm	19,2/120	1,2	16,0	16,09	0,95873704
04/03/2013	8:15am	19,5/120	0,9	16,2	16,20	0,95802302
05/03/2013	9:49am	19,5/120	1,2	16,2	16,29	0,95743961
10/03/2013	5:40pm	19,4/120	1,0	16,1	16,19	0,95808789
11/03/2013	8:33am	19,7/120	1,6	16,4	16,58	0,95556456
15/03/2013	9:50pm	19,4/122	0,9	16,1	16,10	0,95867209
16/03/2013	8:40am	19,5/118	0,9	16,2	16,20	0,95802302
20/03/2013	1:20pm	19,5/120	1,1	16,2	16,29	0,95743961
20/03/2013	8:30pm	19,5/119	0,9	16,2	16,20	0,95802302
					Promedio	0,95762848

Tanque 80004 TK 80-4

Tabla 5. 8 Densidad TK 80-4

Fecha	Hora	Laboratorio				
		°API/Temp Observada	% AyS	API húmedo	API seco	Densidad
26/02/2013	10:00am	19,5/120	1,6	16,2	16,48	0,9562103
02/03/2013	8:50am	19,8/120	0,9	16,5	16,50	0,95608108
02/03/2013	2:10pm	19,4/120	0,7	16,1	16,10	0,95867209
03/03/2013	7:42pm	19,6/120	1,0	16,3	16,39	0,95679221
04/03/2013	12:15pm	19,5/120	1,0	16,2	16,29	0,95743961
04/03/2013	8:10pm	19,5/120	1,6	16,2	16,48	0,9562103
16/03/2013	8:40am	19,4/122	0,9	16,1	16,10	0,95867209
19/03/2013	6:48pm	19,3/120	0,9	16,0	16,00	0,95932203
20/03/2013	1:10pm	19,3/120	0,9	16,0	16,00	0,95932203
20/03/2013	8:50pm	19,7/120	1,1	16,4	16,49	0,95614569
Promedio						0,95748674

En las Tablas 5.7 y 5.8 se observan el comportamiento de la densidad para las muestras de ambos tanques estudiados. En ambos tanques la gravedad API se mantiene en un rango de 16 a 16,50 grados comprobando que se cumplen los parámetros de especificación del crudo Merey-16.

Además se puede observar que aunque el valor de la gravedad específica de diseño está en un rango de 0.9218 gr/ml a 0.9303 gr/ml, los valores promedios obtenidos en los tanques TK 80-2 y TK 80-4 son de 0,95762848 gr/ml y 0,95748674 gr/ml respectivamente son bastante cercanos al rango establecido y se comprueba también que se mantiene en especificación.

Los procedimientos y resultados del método propuesto para obtener la gravedad específica del crudo a través del aforo de los tanques son evaluados a continuación.

Tanque 80002 TK 80-2

Siguiendo los procedimientos para el método propuesto primero se crea la Tabla 5.9 con los datos de altura para el transmisor y el aforo.

Tabla 5. 9 Mediciones Aforo, Transmisor TK 80-2

Fecha	Hora	Lleno		Vacío	
		Aforo (y)	Transmisor (x)	Aforo (y)	Transmisor (x)
25/02/2013	11:00am	44,73	44,52		
27/02/2013	3:00pm			29,54	29,77
04/03/2013	8:15am	44,91	44,66		
05/03/2013	9:49am			21,35	21,49
10/03/2013	5:40pm			20,26	20,85
11/03/2013	8:33am	44,74	44,39		
15/03/2013	9:50pm	44	44,88		
16/03/2013	8:40am			14,58	15,8
20/03/2013	1:20pm	42,14	41,93		
20/03/2013	8:30pm			20,84	21,44

Con estos valores es posible graficar la relación del comportamiento entre el transmisor y el aforo, y crear una línea de tendencia correspondiente a una ecuación lineal de la recta, la cual puede ser observada en la Figura 5.1.

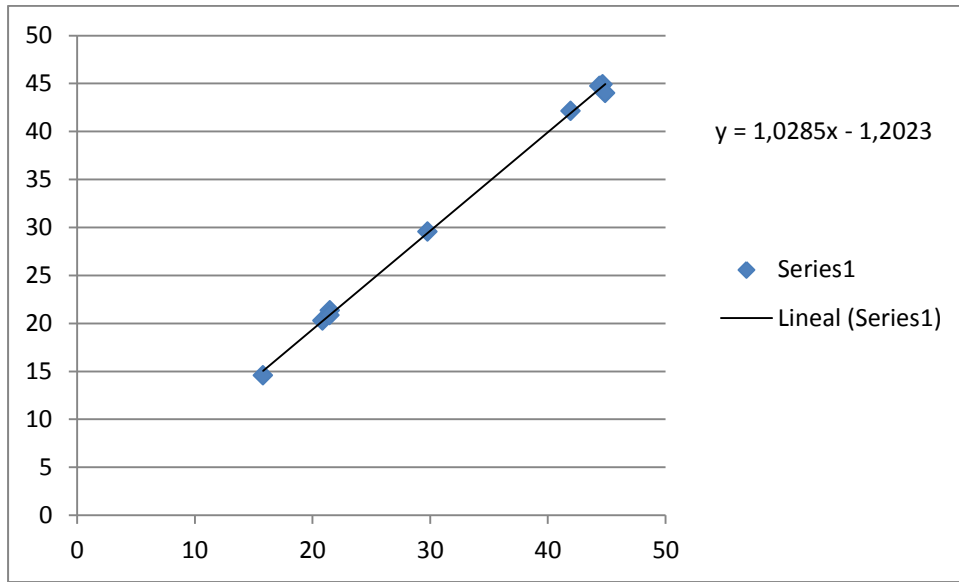


Figura 5. 1 Ecuación de la recta TK 80-2

Una vez obtenida la ecuación de la recta se obtienen los valores de la pendiente “m” para luego calcular la gravedad específica propuesta. Esto puede ser observado en la Tabla 5.10

Tabla 5. 10 Pendiente, gravedad específica TK 80-2

	m	1/m
	1,02983051	0,97103357
	1,01683211	0,98344652
	1,03993203	0,96160131
	1,01169188	0,98844324
	1,03953148	0,96197183
Promedio	1,0275636	0,97329929

A continuación se procede a calcular los errores absolutos y porcentuales, y luego con el error porcentual promedio se puede comprobar la posibilidad de emplear el procedimiento propuesto. Estos resultados se observan en la Tabla 5.11.

Tabla 5. 11 Error Densidad TK 80-2

Fecha	Hora	Densidad		Error	
		Aforo	Laboratorio	Absoluto	Porcentual
25/02/2013	11:00am		0,95627492		
26/02/2013	3:00pm	0,97103357	0,95873704	0,012296533	1,28257618
04/03/2013	8:15am		0,95802302		
05/03/2013	9:49am	0,98344652	0,95743961	0,026006909	2,71629761
10/03/2013	5:40pm		0,95808789		
11/03/2013	8:33am	0,96160131	0,95556456	0,006036747	0,63174669
15/03/2013	9:50pm		0,95867209		
16/03/2013	8:40am	0,98844324	0,95802302	0,030420216	3,17531162
20/03/2013	1:20pm		0,95743961		
20/03/2013	8:30pm	0,96197183	0,95802302	0,003948811	0,41218335
Promedio			0,95762848		1,64362309

Tanque 80004 TK 80-4

Los procedimientos se aplican de igual modo para el tanque 80004.

Tabla 5. 12 Mediciones Aforo, Transmisor TK 80-4

Fecha	Hora	Lleno		Vacío	
		Aforo (x)	Transmisor (x)	Aforo (y)	Transmisor (x)
26/02/2013	10:00am	44,95	44,59		
02/03/2013	8:50am			27,99	27,5
02/03/2013	2:10pm	42,67	41,63		
03/03/2013	7:42pm			20,81	21,18
04/03/2013	12:15pm			20,23	20,7
04/03/2013	8:10pm	44,96	44,51		
16/03/2013	8:40am			15,57	16,29
19/03/2013	6:48pm	45,24	45		
20/03/2013	1:10pm			22,4	22,96
20/03/2013	8:50pm	44,68	44,34		

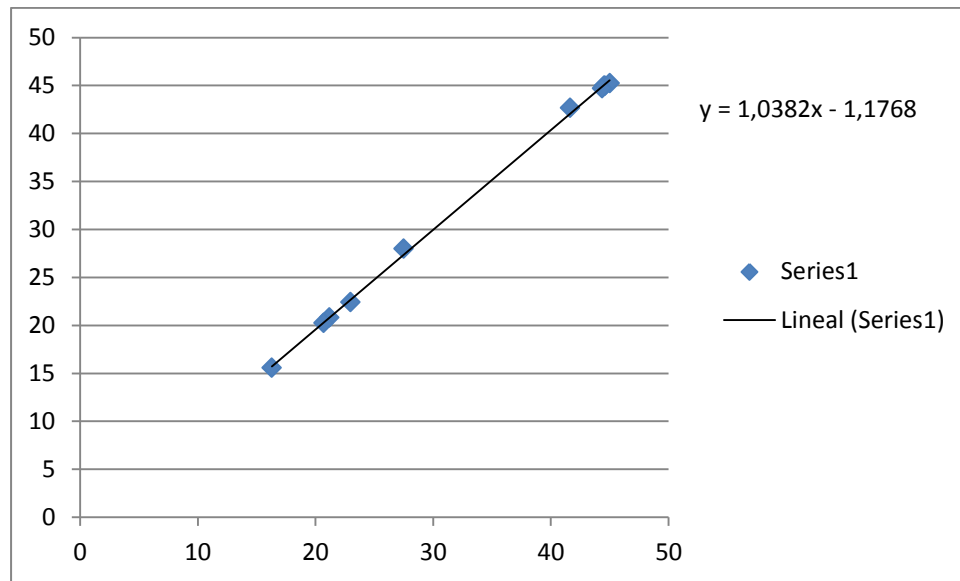


Figura 5. 2 Ecuación de la recta TK 80-4

Tabla 5. 13 Pendiente, gravedad específica TK 80-4

	m	1/m
	0,99239321	1,00766509
	1,06894866	0,93549863
	1,03863923	0,96279822
	1,03343783	0,96764408
	1,04209542	0,95960503
promedio	1,03510287	0,96664221

Tabla 5. 14 Error Densidad TK 80-4

Fecha	Hora	Densidad		Error	
		Aforo	Laboratorio	Absoluto	Porcentual
26/02/2013	10:00am		0,9562103		
02/03/2013	8:50am	1,00766509	0,95608108	0,051584013	5,39535969
02/03/2013	2:10pm		0,95867209		
03/03/2013	7:42pm	0,93549863	0,95679221	0,021293583	2,22551799
04/03/2013	12:15pm		0,95743961		
04/03/2013	8:10pm	0,96279822	0,9562103	0,006587922	0,68896163
16/03/2013	8:40am		0,95867209		
19/03/2013	6:48pm	0,96764408	0,95932203	0,008322051	0,86749295
20/03/2013	1:10pm		0,95932203		
20/03/2013	8:50pm	0,95960503	0,95614569	0,003459341	0,36180066
		Promedio	0,95748674		1,90782659

Debido a que los errores porcentuales en ambos tanques TK 80-2 y TK 80-4 arrojan resultados aceptables y bajos con valores de error asociado promedio de 1,64362309% y de 1,90782659% respectivamente, se puede sugerir aplicar este método a manera de confirmar cuando los datos de laboratorio no estén disponibles.

A continuación se procede a evaluar el efecto de la densidad sobre el nivel en los tanques, para esto se parte de los valores de 15,5 a 16,5 °API, lo cual es el rango de valores de API necesarios para cumplir la especificación del Merey-16.

Tanque 80002 TK 80-2

Siguiendo los procedimientos planteados en la tabla 5.15 se observan los valores de la pendiente para los tres (3) valores de gravedad API establecidos.

Tabla 5. 15 Densidad debido a °API TK 80-2

m	Densidad	API
1,04424631	0,95762848	16,2608523
1,03886926	0,96258503	15,5
1,0459364	0,95608108	16,5

Luego se procede a colocar en la Tabla 5.16 los valores de altura relacionados a cada gravedad API como se establece en el procedimiento.

Tabla 5. 16 Altura debido a °API TK 80-2

Presión	Altura		
	16,2608523 °API	15,5 °API	16,5 °API
44,52	46,48984554	46,2504594	46,5650883
29,77	31,08721252	30,9271378	31,1375265
44,66	46,63604002	46,3959011	46,7115194
21,49	22,44085311	22,3253004	22,4771731
20,85	21,77253548	21,660424	21,8077739
44,39	46,35409352	46,1154064	46,4291166
44,88	46,86577421	46,6244523	46,9416254
15,8	16,49909163	16,4141343	16,5257951
41,93	43,7852476	43,559788	43,8561131
21,44	22,3886408	22,2733569	22,4248763

Una vez obtenidas las alturas se procede a graficar como es observado en la Figura 5.3 para así poder observar en detalles la variación entre las alturas dependiendo de la gravedad API que posea el crudo.

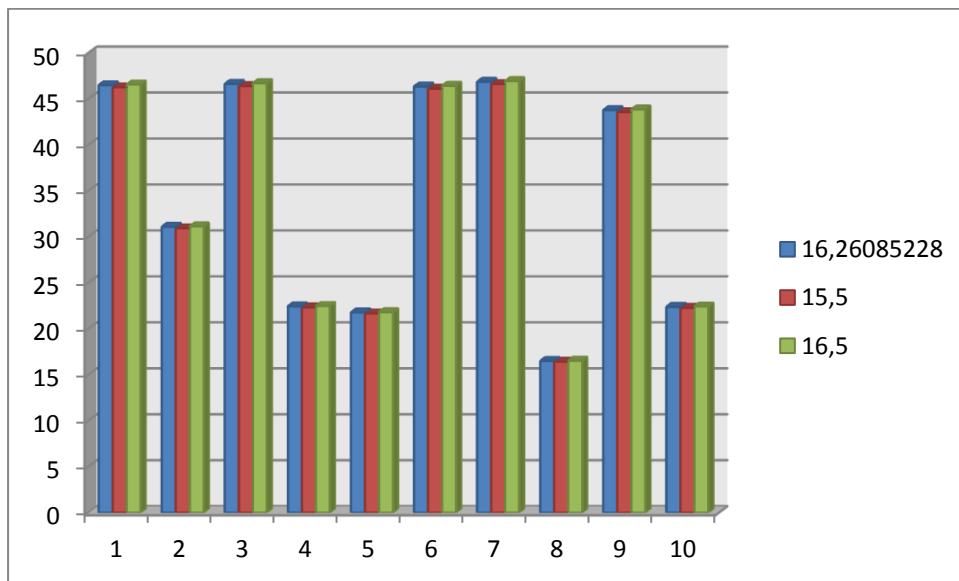


Figura 5. 3 Diferencias de Atura TK 80-2

Tanque 80004 TK 80-4

Para el Tanque 80004 TK 80-4 se realizó el mismo procedimiento para evaluar el efecto de la densidad en la altura del crudo en el tanque

Tabla 5. 17 Densidad debido a °API TK 80-4

m	Densidad	API
1,04440088	0,95748674	16,282725
1,03886926	0,96258503	15,5
1,0459364	0,95608108	16,5

Tabla 5. 18 Altura debido a °API TK 80-4

Presión	Altura		
	16,282725 °API	15,5 °API	16,5 °API
44,59	46,5698354	46,3231802	46,6383039
27,5	28,7210243	28,5689046	28,7632509
41,63	43,47840878	43,2481272	43,5423322
21,18	22,12041071	22,0032509	22,1529329
20,7	21,61909829	21,5045936	21,6508834
44,51	46,48628333	46,2400707	46,554629
16,29	17,01329039	16,9231802	17,0383039
45	46,99803976	46,7491166	47,0671378
22,96	23,97944429	23,8524382	24,0146996
44,34	46,30873518	46,0634629	46,3768198

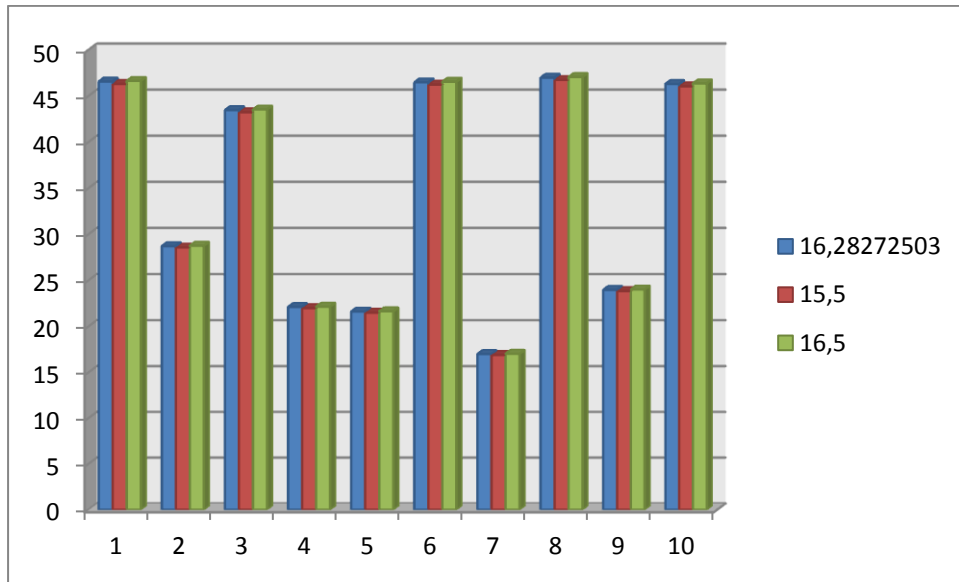


Figura 5. 4 Diferencias de altura TK 80-4

La gravedad API del Merey-16 se ve afectada directamente por su contenido de agua los cual se analizó más adelante en el presente trabajo. Como se puede observar en ambos tanques a medida que se aumenta la gravedad API se obtiene una mayor altura y de la misma manera a medida que se disminuye la gravedad API se obtiene una menor altura.

5.4.2. Temperatura.

El estado de agregación de una sustancia depende del balance entre la energía cinética de las partículas el cual tiende a mantenerlas separadas, y de la energía de atracción entre ellas (fuerzas intermoleculares)

La temperatura afecta directamente la energía cinética de las partículas, por lo que cuando se aumenta la temperatura aumenta la energía cinética causando la separación de las partículas y en consecuencia un aumento en el volumen del fluido. Así mismo al disminuir la temperatura disminuye la energía cinética causando que prevalezca la atracción de las partículas por

efecto de las fuerzas intermoleculares y en consecuencia una disminución del volumen del fluido en estudio.

Aun siendo la masa del crudo en el tanque la misma, debido al efecto de la temperatura al momento de realizar las mediciones, el volumen del crudo puede variar.

Este efecto se puede observar matemáticamente mediante las siguientes ecuaciones:

$$Presión = peso\ específico \times altura$$

$$Presión = gravedad\ específica \times densidad \times altura$$

$$Altura = \frac{Presión}{gravedad\ específica \times densidad}$$

$$Densidad = \frac{masa}{volumen}$$

$$Altura = \frac{Presión}{gravedad\ específica \times \frac{masa}{volumen}}$$

En consecuencia si aumenta el volumen disminuirá la densidad, y en debido a esto aumentará la altura o nivel del tanque. De igual manera si disminuye el volumen aumentará la densidad, y por ende disminuirá la altura o nivel del tanque.

5.4.3. Corte de agua (%AyS)

Para evaluar los efectos del corte de agua en los tanques se procedió a obtener los valores del %AyS mediante las pruebas del laboratorio.

Tanque 80002 TK 80-2 lleno y vacío

Tabla 5. 19 %AyS TK 80-2

Fecha	Hora	%AyS
25/02/2013	11:00am	2,8
27/02/2013	3:00pm	1,2
04/03/2013	8:15am	0,9
05/03/2013	9:49am	1,2
10/03/2013	5:40pm	1
11/03/2013	8:33am	1,6
15/03/2013	9:50pm	0,9
16/03/2013	8:40am	0,9
20/03/2013	1:20pm	1,1
20/03/2013	8:30pm	0,9
Promedio		1,25

El tanque 80002 posee una capacidad mínima operacional de 7 pies, siendo éste el mínimo nivel de succión de las bombas, y un nivel máximo operacional de 45 pies, lo cual equivale a un total de 38 pies de producto en cada operación de llenado.

Mediante la tabla de calibración del tanque 80002 en el Apéndice IX podemos obtener el nivel de fluido máximo a los 45 pies, el cual es 76235 barriles. Luego con el valor promedio del %AyS de dicho tanque podemos obtener la cantidad de agua presente en dicho tanque por cada ciclo de llenado, el cual es 952,93 barriles.

La altura de la línea de succión en el tanque 80002 está ubicada a 2 pies del suelo, con lo cual podemos saber que solo hay capacidad para alrededor de tres días y medio, si se deja el tanque reposar por un día, para que el nivel de agua libre del producto alcance la línea de succión

Tanque 80004 TK 80-4 lleno y vacío

Tabla 5. 20 %AyS TK 80-4

Fecha	Hora	%AyS
26/02/2013	10:00am	1,6
02/03/2013	8:50am	0,9
02/03/2013	2:10pm	0,7
03/03/2013	7:42pm	1
04/03/2013	12:15pm	1
04/03/2013	8:10pm	1,6
16/03/2013	8:40am	0,9
19/03/2013	6:48pm	0,9
20/03/2013	1:10pm	0,9
20/03/2013	8:50pm	1,1
Promedio		1,06

El tanque 80004 posee una capacidad mínima operacional de 10 pies, siendo éste el mínimo nivel de succión de las bombas, y un nivel máximo operacional de 45 pies, lo cual equivale a un total de 35 pies de producto en cada operación de llenado.

Mediante la tabla de calibración del tanque 80004 en el Apéndice IX podemos obtener el nivel de fluido máximo a los 45 pies, el cual es 76131 barriles. Luego con el valor promedio del %AyS de dicho tanque podemos obtener la cantidad de agua presente en dicho tanque por cada ciclo de llenado, el cual es 806,98 barriles.

La altura de la línea de succión en el tanque 80004 está ubicada a 2 pies del suelo, con lo cual podemos saber que solo hay capacidad para alrededor de cuatro días, si se deja el tanque reposar por un día, para que el nivel de agua libre del producto alcance la línea de succión.

5.4.4. Deformación del tanque y sedimentos de fondo.

La presencia de sedimentos en el fondo de los tanques impide la aplicación del método de medición directa y a su vez reducen la capacidad de almacenamiento de los tanques.

El fondo de los tanques y las paredes pueden sufrir flexiones o dobleces y deformaciones importantes a lo largo de su tiempo de uso, esto ocurre principalmente debido al terreno donde fueron ubicados los mismo y el peso que estos ejercen sobre el suelo, el efecto de presión debido a la columna hidrostática del fluido almacenado, los procesos de llenado y vaciado del tanque, la temperatura a la cual ingresan los fluidos al tanque y las temperaturas del medio ambiente, las posibles vibraciones de bombas o equipos, entre otras. Lo cual conlleva a que el tanque se salga de su calibración y las medidas obtenidas no garanticen la exactitud requerida.

Durante el desarrollo de la pasantía para la elaboración del presente trabajo no fue posible realizar la prueba establecida para comprobar la presencia de una capa considerable de sólidos en el fondo del tanque debido a que las cintas de medición no poseían la suficiente longitud para llegar al fondo de los tanques ya sea por el deterioro de las mismas o que su diseño no era el adecuado para la altura de los tanques evaluados.

5.4.-Elaboracion de las propuestas.

Como fue mencionado ambas propuestas fueron estudiadas, analizadas y en consecuencia se les presento sus respectivos resultados en el siguiente capítulo titulado Propuestas, para así lograr darle toda la amplitud necesaria a dichos temas.

CAPÍTULO VI

PROPUESTAS

6.1. Propuesta de calibración

Para la elaboración de la propuesta de calibración se partió de la premisa que las mediciones de presión y altura son directamente proporcionales lo cual permite que ambos parámetros se relacionen y se expresen de forma lineal creando la ecuación de una recta característica en sus mediciones.

A partir de esto se procedió a realizar la calibración propuesta a través de la metodología planteada.

Se inició el proceso con el transmisor del tanque TK 80-4 y luego con el del tanque TK 80-2, todo esto fue expresado a continuación.

El transmisor del tanque 80004 no se pudo obtener las lecturas debido a que se encontraba completamente cubierto de crudo impidiendo visualizar sus mediciones en su pantalla. En consecuencia se utilizaron los datos del sistema Trend y se utilizó la siguiente ecuación para regresar la conversión y obtener la lectura original del transmisor.

$$Presión = altura \times 12 \text{ pulg } h_2o \times densidad$$

Luego se procedió a tabular los datos en los estados clave, lleno y vacío.

Tanque 80004 TK 80-4 lleno y vacío

Tabla 6. 1 Transmisor TK 80-4

Fecha	Hora	Transmisor	
		Lleno	Vacío
26/02/2013	10:00am	512,28	
02/03/2013	8:50am		315,94
02/03/2013	2:10pm	478,27	
03/03/2013	7:42pm		243,33
04/03/2013	12:15pm		237,81
04/03/2013	8:10pm	511,36	
16/03/2013	8:40am		187,15
19/03/2013	6:48pm	516,99	
20/03/2013	1:10pm		263,78
20/03/2013	8:50pm	509,41	

Ahora para realizar la propuesta se tomaron en cuenta los datos del aforo

Tabla 6. 2 mediciones Transmisor y Aforo TK 80-4

Fecha	Hora	Lleno		Vacío	
		y	x	y	x
		Aforo	Transmisor	Aforo	Transmisor
26/02/2013	10:00am	44,95	512,28		
02/03/2013	8:50am			27,99	315,94
02/03/2013	2:10pm	42,67	478,27		
03/03/2013	7:42pm			20,81	243,33
04/03/2013	12:15pm			20,23	237,81
04/03/2013	8:10pm	44,96	511,36		
16/03/2013	8:40am			15,57	187,15
19/03/2013	6:48pm	45,24	516,99		
20/03/2013	1:10pm			22,4	263,78
20/03/2013	8:50pm	44,68	509,41		

Tabla 6. 3 Valores de “m” y “b” TK 80-4

	m	b
	0,08638077	0,69886014
	0,09304503	-1,83064782
	0,09040395	-1,2689629
	0,0899527	-1,26464862
	0,09070553	-1,52630542
Promedio	0,0900976	-1,03834092

Se obtuvieron los valores de “m” y “b” promedio para lograr establecer la ecuación de la recta que se propone introducir en los PLC, y además se pueden validar graficando los resultados.

$$y = 0,090370x - 1,176633$$

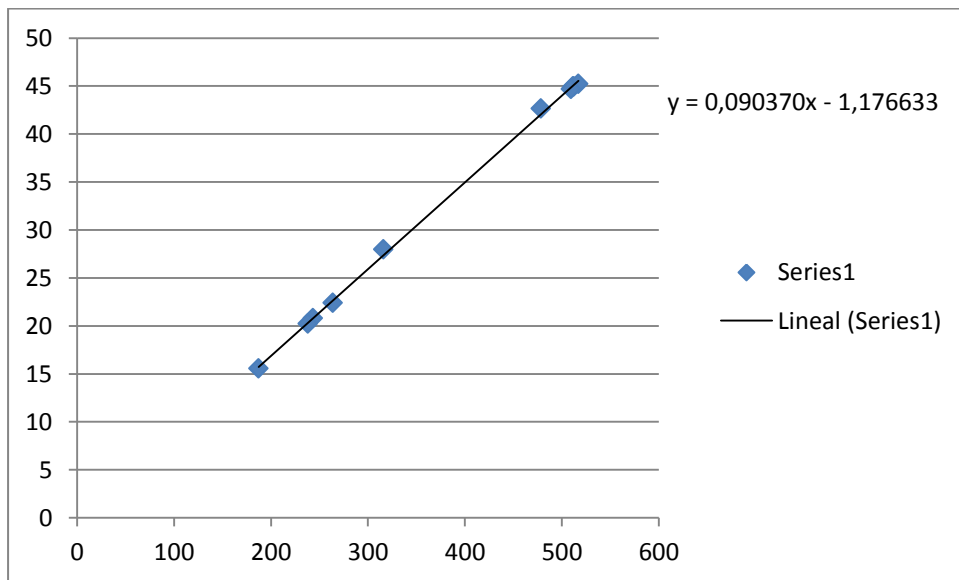


Figura 6. 1 Ecuación recta para TK 80-4

Una vez obtenida la ecuación de la recta se procedió a verificar los errores absolutos y porcentuales en los estados lleno y vacío para cada punto y el error porcentuales promedio.

Tanque 80004 TK 80-4 lleno

Tabla 6. 4 Error Propuesta TK 80-4 lleno

Aforo	Propuesta	Error absoluto	Error porcentual
44,95	45,12	0,16811	0,37399
42,67	42,04	0,62537	1,46560
44,96	45,03	0,07497	0,16675
45,24	45,54	0,30375	0,67143
44,68	44,86	0,17875	0,40006
Promedio			0,61557

Tanque 80004 TK 80-4 vacío

Tabla 6. 5 Error Propuesta TK 80-4 vacío

Aforo	Propuesta	Error absoluto	Error porcentual
27,99	27,37	0,61514	2,19770
20,81	20,81	0,00310	0,01489
20,23	20,31	0,08426	0,41649
15,57	15,74	0,16611	1,06688
22,4	22,66	0,26117	1,16592
Promedio			0,97238

Tabla 6. 6 Comparación Propuesta TK 80-4

TK 80-4	Error porcentual	
	Lleno	Vacío
Antes	1,106112	2,595235
Propuesta	0,615568	0,972375

Los resultados obtenidos fueron analizados y planteados más adelante en el presente capítulo del trabajo.

Tanque 80002 TK 80-2 vacío

Para el tanque 80002 se aplicó el mismo procedimiento. Primero se tabularon los datos de las lecturas obtenidas del transmisor en el tanque, tomando en cuenta los estados clave.

Tabla 6. 7 mediciones Transmisor y Aforo TK 80-2

Fecha	Hora	Lleno		Vacío	
		Y	x	Y	x
		Aforo	Transmisor	Aforo	Transmisor
25/02/2013	11am	44,73	511,58		
27/02/2013	3pm			29,54	342,09
04/03/2013	815am	44,91	513,19		
05/03/2013	949am			21,35	246,94
10/03/2013	540pm			20,26	239,59
11/03/2013	833am	44,74	510,09		
15/03/2013	950pm	44	515,72		
16/03/2013	840am			14,58	181,56
20/03/2013	120pm	42,14	481,82		
20/03/2013	830pm			20,84	246,37

Tabla 6. 8 Valores de “m” y “b” TK 80-2

	m	b
	0,08962181	-1,11872382
	0,08848826	-0,50129164
	0,09049908	-1,42267357
	0,08804166	-1,40484319
	0,09046507	-1,44787853
Promedio	0,08942317	-1,17908215

Se obtuvieron los valores de “m” y “b” promedio para lograr establecer la ecuación de la recta que se propone introducir en los PLC, y además se pueden validar graficando los resultados.

$$y = 0,089501x - 1,202419$$

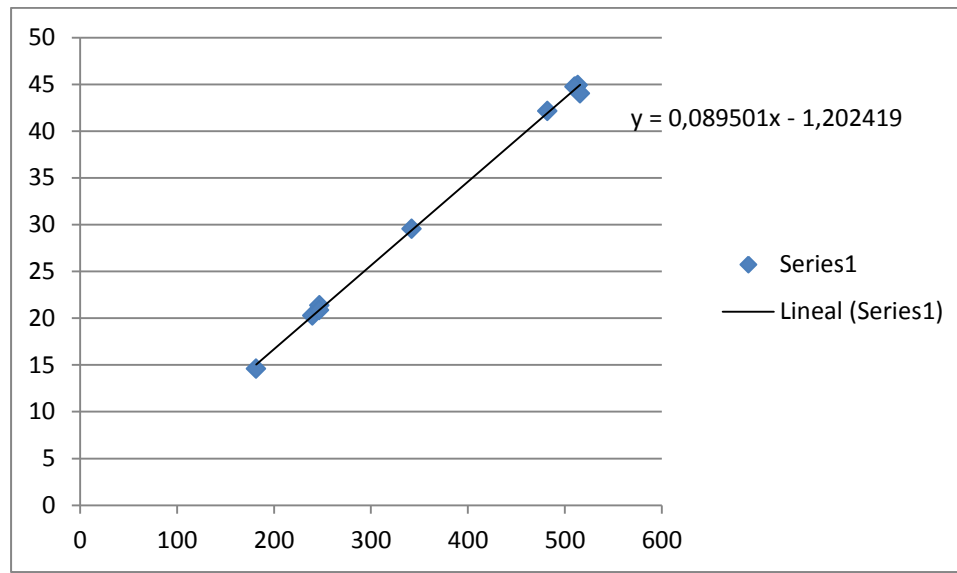


Figura 6. 2 Ecuación recta para TK 80-2

Una vez obtenida la ecuación de la recta se procedió a verificar los errores absolutos y porcentuales en los estados lleno y vacío para cada punto y el error porcentual promedio.

Tanque 80002 TK 80-2 lleno

Tabla 6. 9 Error Propuesta TK 80-2 lleno

Aforo	Propuesta	Error absoluto	Error porcentual
44,73	44,58	0,14550	0,32528
44,91	44,73	0,18140	0,40392
44,74	44,45	0,28885	0,64563
44,00	44,96	0,95504	2,17054
42,14	41,92	0,21905	0,51981
Promedio			0,81303

Tanque 80002 TK 80-2 vacío

Tabla 6. 10 Error Propuesta TK 80-2 vacío

Aforo	Propuesta	Error absoluto	Error porcentual
29,54	29,41	0,12502	0,42323
21,35	20,90	0,45104	2,11261
20,26	20,24	0,01887	0,09316
14,58	15,05	0,46738	3,20564
20,84	20,85	0,00794	0,03811
Promedio			1,17455

Tabla 6. 11 Comparación Propuesta TK 80-2

TK 80-2	Error porcentual	
	Lleno	Vacío
Antes	0,861358	3,118638
Propuesta	0,813035	1,174550

6.1.1. Resultados de la Propuesta de calibración

Para el tanque 80004 y el 80002 se evidencia una reducción del error porcentual promedio mediante la utilización de la ecuación de la recta, en comparación con la base de datos obtenida anteriormente tanto para el estado lleno así como el estado vacío, y debido a esto se puede sugerir la calibración de los transmisores y de los PLC con la ecuación de la recta obtenida en este trabajo.

En el tanque 80004 se observó una reducción de los porcentajes error, siendo una reducción de un 0,49% en lleno y un 1,62% en vacío, manteniendo además un error promedio general en vacío y lleno menor al 1%.

De igual manera en el tanque 80002 también se observa una reducción, siendo de un 0,05% en lleno y un 1,94% en vacío, manteniendo un error promedio en vacío y lleno muy cercanos al 1%

6.2. Propuesta de sustitución o reemplazo

Al evaluar el posible reemplazo del transmisor de nivel por presión hidrostática es necesario realizar un estudio a fondo de todas las opciones de tecnologías o dispositivos de medición disponibles en el mercado. Para ello se realizó una exhaustiva investigación abarcando ámbitos como lo fueron encuestas y consultas al personal de PDVSA en diversas gerencias, así como también las diversas empresas que ofrecen sus productos. La información recolectada con la cual se expresa el funcionamiento básico de cada dispositivo y sus ventajas y desventajas o limitaciones operacionales se presentan a continuación.

6.2.1. Medición automática (Telemetría) ^[2]:

Son las medidas realizadas por medio de dispositivos mecánicos y/o electrónicos que miden y visualizan en forma continua los niveles de líquido, estos dispositivos son recomendados para control de inventarios para niveles de precisión de más o menos tres (3) milímetros.

6.2.2. Clasificación de las tecnologías de medición de nivel ^{[1] [2] [26]}.

Hay muchas tecnologías de medición de nivel disponibles. Las opciones varían de métodos simples y manuales a métodos mucho más elaborados que no están en contacto con los productos a medir. A fin de organizar las opciones disponibles se pueden clasificar en las siguientes categorías:

➤ Manual/mecánicas

Estos dispositivos no tienen salidas electrónicas. El operador usa el dispositivo para obtener una indicación visual de la cantidad de material dentro del recipiente.

➤ Electromecánicas

Son dispositivos con una cantidad de partes móviles que producen una señal de salida electrónica para control. A diferencia de los mecánicos, estos proveen una medición automática que puede ser leída remotamente.

➤ Electrónicas con contacto

Estos dispositivos no tienen partes móviles. Mientras que estos no son inmunes a la corrosión o a los procesos de mezclado, tienden a ser más robustos y por consecuencia requieren menos mantenimiento.

➤ Electrónicas sin contacto

Estos aparatos proporcionan una medición sofisticada del nivel sin ni siquiera tocar el producto. A causa de no poseer partes móviles y estar sin contacto con el producto su mantenimiento es mínimo. Son fáciles de instalar en comparación con las otras categorías debido a que en general el recipiente no debe ser vaciado al instalarse. Los gases pueden afectar su medición.

➤ Costo vs desempeño

Cual sea la tecnología de medición de nivel elegida dependerá de sí el usuario está consciente del costo y el rendimiento del mismo. Ambas cosas

son directamente proporcionales, éste fenómeno se puede observar en la Figura 6.3 Por otra parte los costos de mantenimiento son inversamente proporcionales al rendimiento, lo cual se puede observar también mediante la Figura 6.4.

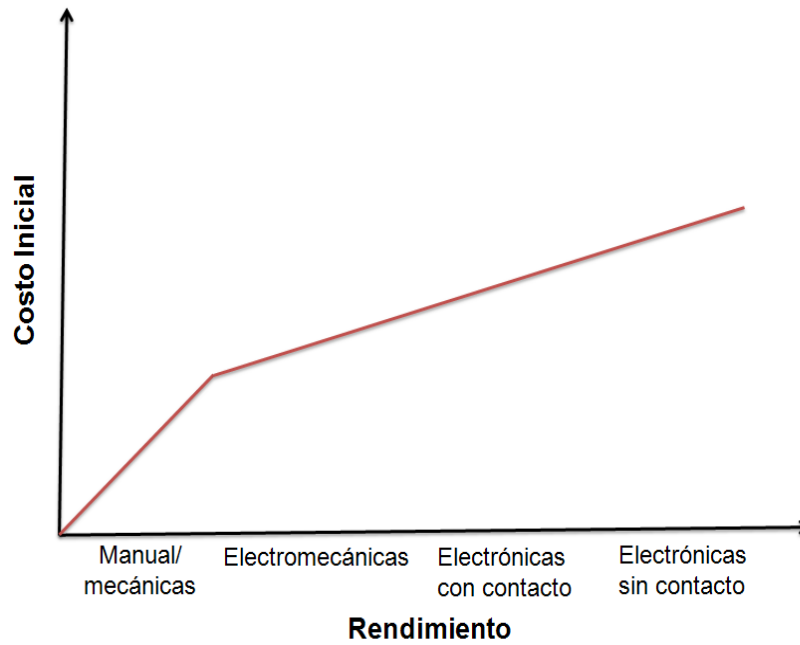


Figura 6. 3 Costo inicial vs. Rendimiento ^[26 modificado]

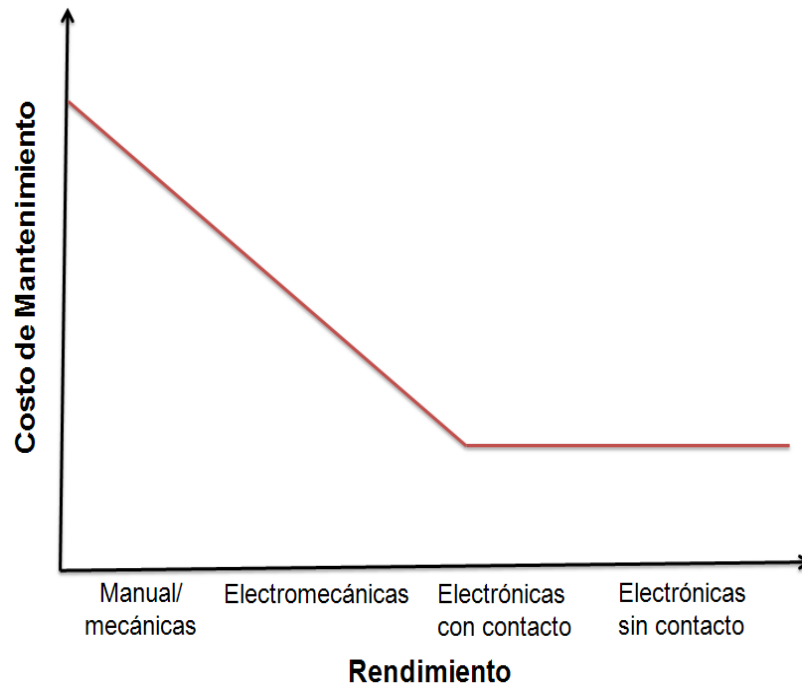


Figura 6. 4 Costo de Mantenimiento vs. Rendimiento ^[26 modificado]

6.2.3. Clasificación de los dispositivos de medición

A continuación se presenta un desglose de todas las tecnologías de medición de nivel y los procesos que pueden realizar cada una de ellas.

Tabla 6. 12 tecnologías y mediciones ^[26 modificado]

Categoría de medición de nivel	Nivel continuo	Nivel puntual	densidad	Interfaz	Masa
Manual/mecánico					
interruptores de flotación		X		X	
Sistemas de flotación	X				
Medición con barra	X	X			
Vista/ recipientes de vidrio	X			X	
Medición con cinta	X		X	X	
Electromecánicos					
Desplazadores	X		X	X	
Magnetostrictivos	X			X	
Medición con cintas de resistencia	X				
Supresión por rotación		X			
Servo	X			X	
Electrónicos con contacto					
Capacitivos	X	X		X	
Conductivos		X			
Ópticos		X			
Tecnologías de nivel basadas en presión	X		X	X	x
Onda de radar guiada	X			X	
Hibrido (presión y radar)	X		X		X
Térmico		X			
Vibración de nivel(paletas vibratorias)		X			
Sensores ultrasónicos de vacío		X			
Electrónicos sin contacto					
Laser	X				
Células de carga	X				x
Nuclear	X	X	x	x	
Radar sin contacto	X				
Ultrasónico	X				

6.2.3.1. Medición de nivel con dispositivos de Onda de radar guiada

Utilizado para el control de inventarios y como respaldo para la medición manual de nivel de productos con cinta transferencia de custodia y fiscalización.

Principio básico

Es también llamada tiempo de dominio de reflectometría o radar de micro-impulso. Para su instalación éste es montado en el tope del tanque, y usualmente la sonda se extiende a través de todo el tanque del tope hasta el fondo del mismo. Un impulso de microondas de baja energía, viajando a la velocidad de la luz, es enviado hacia abajo por la sonda. En el punto de contacto del líquido (interfaz aire/ líquido) con la sonda, una proporción significativa de la energía de microondas es reflejada y regresada hacia arriba por la misma hasta el transmisor. El transmisor mide el tiempo de retraso entre la señal transmitida y el eco de la señal recibida y el microprocesador calcula la distancia hasta la superficie del líquido a través de la ecuación:

$$D = \frac{v * t}{2} \dots \dots \dots (6.1)$$

Dónde:

D: distancia

v: velocidad de la luz

t: tiempo de retraso

Una vez que el trasmisor está programado con la medida de altura de referencia de la aplicación (usualmente la parte baja del tanque) el nivel del líquido es calculado por el microprocesador.

Debido a que una porción del pulso continuara bajando por la sonda a través del fluido, un segundo eco podrá ser detectado en la interfaz entre dos líquidos en un punto más bajo de la primera medición. Esta característica hace a esta tecnología una buena técnica para medir interfaz entre fluidos.

Este dispositivo puede ser utilizado en recipientes con geometrías estrechas, cámaras y tanques de cualquier tamaño.

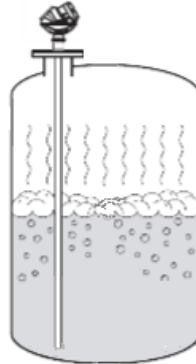


Figura 6. 5 Onda de radar guiada [26 modificado]

Ventajas

La onda de radar guiada proporciona una exacta y confiable medición tanto para los niveles y la interfaz, y puede ser empleado para una gran variedad de aplicaciones. Es una medición directa del tope a la base mientras mide la distancia hasta la superficie. Puede ser utilizado con líquidos, lodos, lechadas y algunos sólidos. Una ventaja clave del radar es que no requiere de ninguna compensación para los cambios de densidad, capacidad dieléctrica o la conductividad del fluido. Los cambios de presión, temperatura, y algunos gases no tienen impacto en la exactitud de las mediciones del radar. Además, los dispositivos de radar no poseen partes móviles así que su mantenimiento es mínimo. Esta tecnología es fácil de instalar y fácilmente puede ser reemplazada por otra tecnología, como desplazadores y capacitivos, aun y cuando haya líquidos en el tanque.

Limitaciones

Aunque este dispositivo trabaja en una diversidad de condiciones, hay que tomar en cuenta ciertas precauciones con respecto a la elección de la sonda. Hay una gran diversidad de sondas disponibles y su aplicación, longitud, y restricciones de montaje van a influenciar en la decisión final. A menos que se elija la sonda de estilo coaxial, las sondas no deben estar en contacto directo con algún objeto metálico, debido a que este ejercerá un impacto sobre la señal.

6.2.3.2. Medición de nivel con dispositivos de Radar sin contacto.

Utilizado para el control de inventarios y como respaldo para la medición manual de nivel de productos con cinta transferencia de custodia y fiscalización.

Principio básico

Para la medición de nivel con radar sin contacto hay dos técnicas disponibles, radar de pulso y onda continua de frecuencia modulada.

El pulso de radar sin contacto envía una señal de microondas que rebota de la superficie del producto y regresa a la fuente. El transmisor mide el tiempo de retraso existente entre el envío de la señal y el eco de señal recibida para que luego su procesador calcule la distancia hasta la superficie del líquido mediante la siguiente fórmula

$$D = \frac{v}{2} \dots \dots \dots (6.2)$$

Dónde:

D: distancia

v: velocidad de la luz

Una vez que el transmisor está programado con la medida de altura de referencia de la aplicación (usualmente la parte baja del tanque) el nivel del líquido es calculado por el microprocesador.

El radar de onda continua de frecuencia modulada también envía ondas de microondas a la superficie del líquido, pero la señal transmitida cambia continuamente su frecuencia. Cuando la señal ha viajado hasta la superficie del líquido y de regreso a la antena, esta es mezclada con la señal que está siendo transmitida en ese instante. La diferencia de la frecuencia entre la señal transmitida y recibida es directamente proporcional a la distancia hasta el líquido con una alta exactitud.

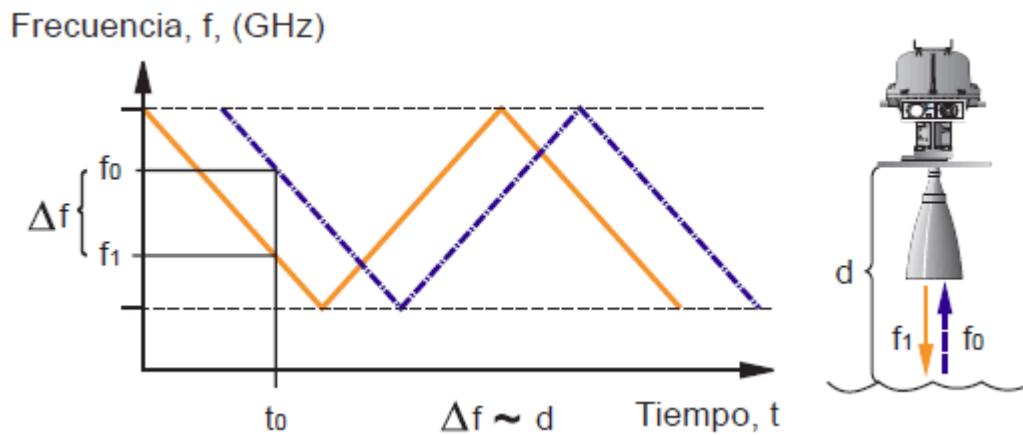


Figura 6. 6 Frecuencia de medición de Radar ^[1]

Debido a que no tiene contacto con el producto, la susceptibilidad del dispositivo a la corrosión es limitada y es una elección ideal para los fluidos viscosos, pegajosos y abrasivos. El radar sin contacto puede ser utilizado

frecuentemente en recipientes con agitadores. Los dispositivos de alta frecuencia pueden ser aislados completamente del proceso si se aplican sellos PTTE y se emplean válvulas.

La frecuencia de los radares sin contacto pueden afectar su propio desempeño. Una frecuencia baja reduce la sensibilidad al vapor, espumas y contaminación de la antena, y a su vez una frecuencia alta mantiene el haz del radar angosto para así minimizar la influencia de las boquillas, paredes y objetos que creen disturbios. El ancho del haz es inversamente proporcional al tamaño de la antena. El ancho del haz de una frecuencia dada decrecerá a medida que aumente el tamaño de la antena.

Estos dispositivos cuentan con una variedad de antenas de medición para elegir, dependiendo de las facilidades de montaje y necesidades del cliente, los cuales se describen a continuación

Antena cónica

Están diseñadas para un montaje sencillo en bridas de 8 pulgadas o mayores en tanques de techo fijo. La antena completa se sitúa en el interior del recipiente y tiene casi la misma temperatura que la atmosfera del mismo, lo que impide la condensación en el interior de la antena.

Antena Parabólica

El diseño de la antena parabólica ofrece la máxima tolerancia para productos viscosos y condensados. Además su amplio diámetro proporciona una elevada ganancia de la antena y una elevada relación señal-ruido. El reflector parabólico estándar tiene un diámetro de 440 mm (17") y cabe en una boca de acceso de 50 cm (20").

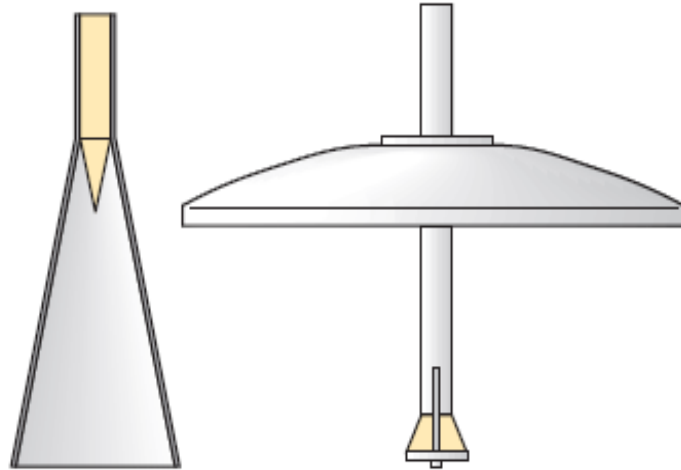


Figura 6. 7 Antenas de Radar ^[1]

Tipo Antena según Aplicación



Figura 6. 8 Dispositivo de nivel Radar ^[2]

Ventajas

El radar sin contacto provee una medición directa del tope a base mientras mide la distancia a la superficie del producto. Puede ser empleado con líquidos, lodos, lechadas y algunos sólidos. Una ventaja clave del radar es que no se requiere ningún tipo de compensación por cambios en la densidad, capacidad dieléctrica o la conductividad del producto. Los cambios en presión, temperatura y la mayoría de los gases que se crean en las

condiciones de espacio disponibles no tienen impacto en la exactitud de las mediciones del radar. Además, los dispositivos de radar no poseen partes móviles así que su mantenimiento es mínimo. Los dispositivos de radar sin contacto pueden ser aislados empleando sellos PTTE o válvulas. Debido a que es sin contacto con el producto a medir es ideal para productos corrosivos y aplicaciones que generen suciedad.

Limitaciones

Para los radares sin contacto, la clave para el éxito es una buena instalación. La medición necesita una visión clara de la superficie con un montaje de boquilla lisa sin restricciones y sin obstrucciones.

La medición con radar requiere de un diámetro constante del tubo tranquilizador. Esto puede ser un problema cuando el tubo tranquilizador tiene una reducción, las variaciones del diámetro, falta de alineación e inclinación de los segmentos del mismo, van a influir en la exactitud de la medición.

Cuando se realiza la medición en el espacio libre cercanos a la pared del recipiente, podría observarse el efecto llamado “múltiple haz” en la figura tal. Debe mantenerse una distancia mínima a la pared del recipiente de forma que las reflexiones de la pared no tengan influencia en la exactitud de la medición.

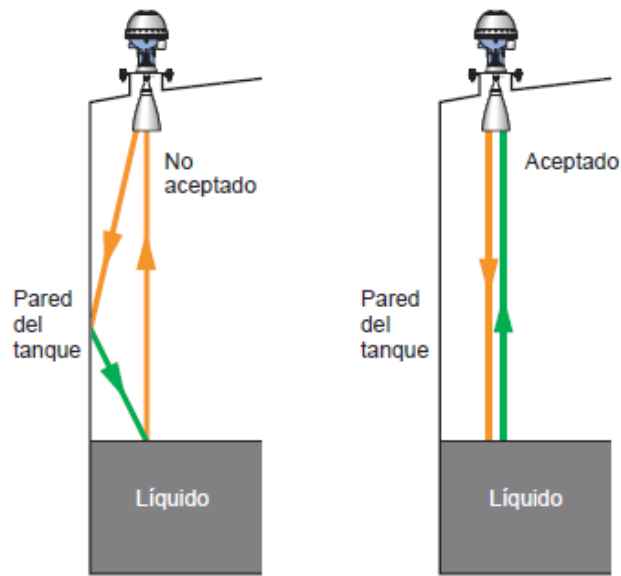


Figura 6. 9 múltiple haz ^[1]

Obstrucciones en el tanque, tales como tuberías, barras de refuerzos y agitadores pueden causar ecos falsos de señal, aunque la mayoría de los transmisores poseen sofisticados algoritmos de *software* que le permiten enmascarar o ignorar estos ecos.

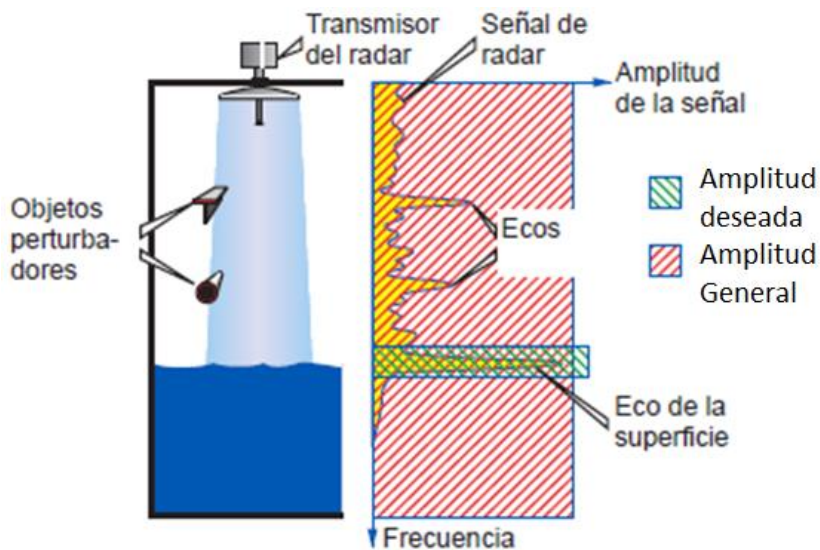


Figura 6. 10 falsos ecos de señal ^[1]

Las mediciones de los radares sin contacto pueden manejar agitaciones del producto, pero su éxito dependerá de la combinación de las propiedades del fluido y la cantidad de turbulencia generada. La constante dieléctrica del medio y las condiciones de superficie impactarán a la medición. La medición puede ser influenciada por la presencia de espumas, debido a que la energía tiende a no ser reflejada por una espuma ligera y aireosa mientras que una espuma pesada y densa típicamente tiende a reflejar la energía.

En procesos con fluidos de baja capacidad dieléctrica, mucha de la energía radiada se pierde en el fluido, dejando muy poca energía a ser reflejada de regreso hacia la fuente.

Si la superficie presenta turbulencia, ya sea por agitación, mezcla del producto, o salpicaduras, la mayoría de la señal se perderá. Así que una combinación de baja capacidad dieléctrica del fluido y turbulencia pueden limitar la señal de retorno en la medición de un radar sin contacto. Para evitar esto se pueden utilizar tuberías bypass o ruedas de stilling para aislar la superficie del resto de la turbulencia.

6.2.3.3. Medición de nivel con dispositivos Ultrasónico

Utilizados para el control de inventarios y como respaldo a la medición manual de nivel de producto con cinta para transferencia de custodia y fiscalización.

El medidor de nivel Ultrasónico se basa en la emisión de un impulso ultrasónico a una superficie reflectante y la recepción del eco del mismo en un receptor. El retardo en la captación del eco depende del nivel del tanque.

Los sensores trabajan en bandas de frecuencia del ultrasonido, estas ondas atraviesan con cierto amortiguamiento o reflexión el medio ambiente de gases o vapores reflejándose en la superficie del líquido. Este funcionamiento se puede observar en la Figura 6.11.

La precisión de estos instrumentos es ± 1 a 3% , son muy sensibles a la densidad del fluido sobre todo en aquellos que dan espuma, dando un alto grado de error.

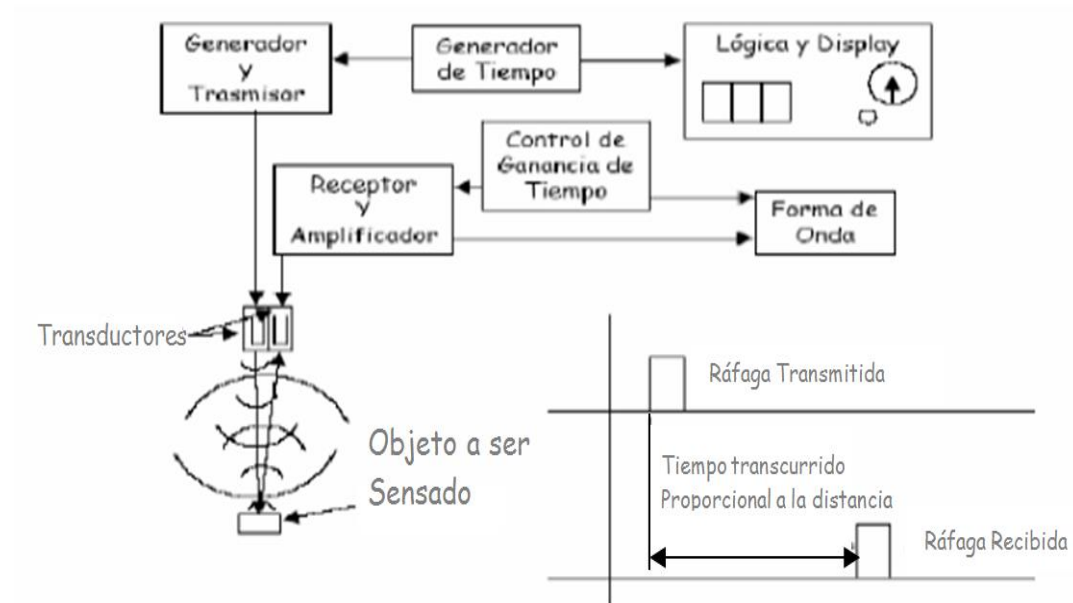


Figura 6. 11 Dispositivo de nivel Ultrasónico [2]

Principio básico

Un transmisor de nivel ultrasónico es instalado en el tope del tanque y transmite un pulso ultrasónico hacia abajo en el tanque. Este pulso, viajando a la velocidad del sonido, es reflejado de regreso desde la superficie del líquido hacia el transmisor. El transmisor mide el tiempo de demora entre la señal transmitida y el eco de señal reflejado y el microprocesador integrado

que posee calcula la distancia de hasta la superficie del líquido empleando la siguiente formula

$$Distancia = \frac{velocidad\ del\ sonido \times tiempo\ de\ demora}{2}$$

Una vez que el transmisor es programado con la referencia de la base para la aplicación (usualmente el fondo del tanque) el nivel del líquido es calculado por el microprocesador.

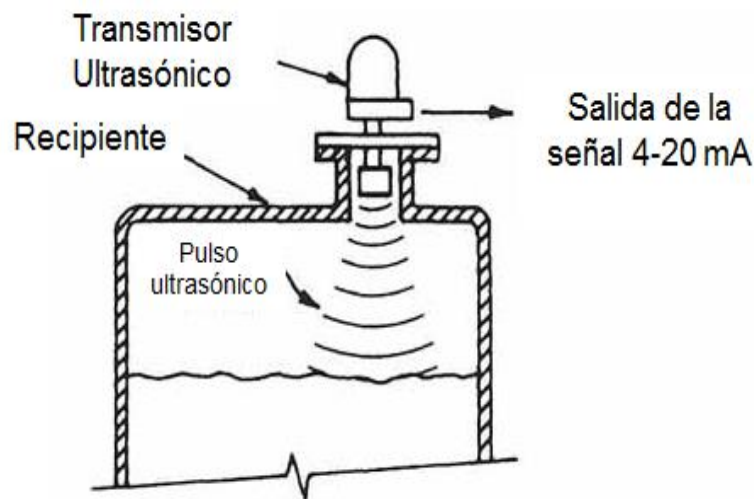


Figura 6. 12 Medidor Ultrasónico ^[1]

Ventajas

Los transmisores ultrasónicos son fáciles de instalar en tanque vacíos o que contengan líquidos. La configuración es fácil y aquellos aparatos con capacidad de programación pueden ser configurados en minutos.

Ya que son sin contacto con el medio y no poseen partes móviles, el aparato es virtualmente libre de mantenimiento. Los materiales mojables son por lo

general de un fluopolímero inerte, y resistente a la corrosión por efecto de los gases condensados.

Debido a que es un aparato sin contacto, la medición de nivel no se ve afectada por cambios en la densidad del líquido, capacidad dieléctrica, o viscosidad, y se comportan bien en líquidos acuosos y muchos químicos. Los cambios en la temperatura del proceso afectarán y cambiarán la velocidad del pulso ultrasónico a través del espacio superior al líquido, pero una corrección de compensación de la temperatura, corregirá automáticamente este efecto. Cambios en la presión del proceso no afectarán la medición.

Limitaciones

Los transmisores ultrasónicos confían en que el pulso no sea afectado todo el tiempo que dure viajando. Los líquidos con alguna clase de gases pesados, vapores o capas de gases deberán ser evitados (emplee un radar en estos casos). Debido a que el pulso necesita aire para poder viajar, aplicación en vacío no son posibles de medir.

Los materiales de construcción generalmente limitan la temperatura de los procesos a alrededor de 158 F y presión a 43 psig

Las condiciones de la superficie del líquido también son importantes. Algunas turbulencias no son toleradas y la espuma usualmente obstruye el eco de la señal de retorno.

Obstrucciones en el tanque, tales como tuberías, barras de refuerzo y agitadores, causarán falsos ecos, pero la mayoría de los transmisores tienen algoritmos de *software* sofisticados que permiten enmascarar o ignorar estos ecos.

6.2.3.4. Medición de nivel con dispositivos Transmisores de presión

Principio básico

Los transmisores de presión son una tecnología común y bien conocida para la medición del nivel en líquidos. Son sencillos, fáciles de usar e instalar, y trabajan con una gran variedad de aplicaciones y un amplio rango de condiciones.

Si se está realizando una medición de nivel en un recipiente abierto, se requerirá realizar una medición de presión directa o diferencial. Si el tanque está cerrado o presurizado se debe realizar un diferencial de presión para compensar la presión del recipiente.

Además de una medición básica de nivel, los dispositivos de presión pueden ser configurados para proporcionar mediciones de densidad y nivel de interfaz.

Mediciones con recipientes abiertos.

En una configuración de recipiente abierto, la presión de cabeza del líquido es medida para inferir la medida de nivel. Cualquier columna de fluido ejerce una fuerza en la base de dicha columna debido al efecto de su propio peso. Esta fuerza, llamada presión hidrostática o presión de cabeza, puede ser medida en unidades de presión. La presión hidrostática es determinada por la siguiente ecuación

$$P_h = w * g e \dots \dots \dots (6.3)$$

Dónde:

Ph: presión hidrostática

w: peso

ge: gravedad específica

Si el nivel del líquido (peso) cambia, cambiará proporcionalmente la presión hidrostática. En consecuencia, un simple modo de medir el nivel es instalar un medidor de presión en el recipiente en la parte más baja de nivel que se pueda medir. El nivel del líquido por encima del punto de medición puede entonces ser inferido a partir de la presión hidrostática mediante un reárelo de la fórmula TAL despejando el peso. Si las unidades de presión no están en unidades de peso, ellas necesitarán ser convertidas a pies de H_2O (1pie $H_2O \rightarrow 0.43$ psig)

Mediciones de nivel en tanques cerrados

Si el recipiente está presurizado, una medición directa no es la adecuada. Cuando un transmisor detecta un cambio en la presión, no puede distinguir si fue causado por un cambio en el nivel del líquido o un cambio en la presión del recipiente. Para resolver este inconveniente, se deberá realizar una medición de presión diferencial en el recipiente cerrado para así compensar la presencia de la presión propia del recipiente.

Cuando se realiza una medición de presión diferencial, los cambios en la presión total del recipiente afectan por igual tanto al transmisor superior como al inferior, de esta manera los efectos de esta presión se cancelarán.

El transmisor cercano a la base del recipiente mide la presión hidrostática sumada a la presión de los gases en el espacio de la parte superior del

recipiente. El transmisor de baja presión colocado cerca de la parte superior del recipiente mide solamente la presión de los gases en el espacio de la parte superior del recipiente. La diferencia en la presión entre las dos partes (presión diferencial) es utilizada para para determinar el nivel del líquido. Una medición de presión diferencial se puede realizar con un solo transmisor con una tubería de impulsión o capilaridad y sellos, o dos medidores o transmisores pueden ser usados para calcular la presión diferencial con una configuración de Sensor Electrónico Remoto.

$$Nivel = \frac{presión}{gravedad\ específica}$$

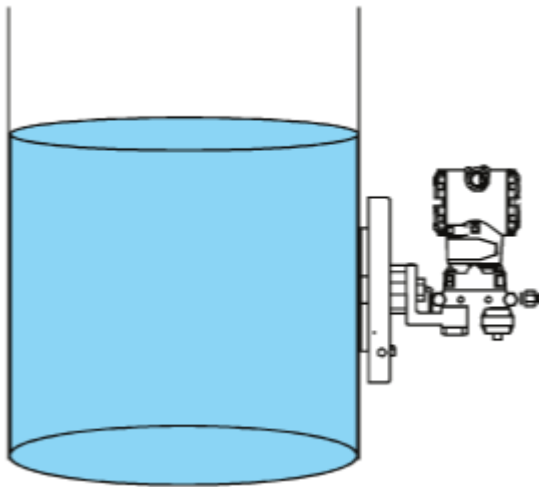


Figura 6. 13 Dispositivo de Transmisores de Presión [26 modificado]

Ventajas

En general, los transmisores de presión son económicos, fáciles de usar y con un funcionamiento muy bien entendido. Además, los transmisores de presión pueden manejar casi cualquier tipo de tanque y líquido, incluyendo

lechadas. Ellos funcionan con un amplio rango de presiones y temperaturas, así como en espumas y turbulencias.

Limitaciones

La exactitud de la medición del nivel con los transmisores de presión pueden ser afectados por cambios en la densidad del fluido. Se requieren de precauciones especiales con fluidos corrosivos, espesos o cualquier clase de fluidos hostiles. Además, algunos fluidos tienden a solidificarse a medida que aumenta su concentración. Los transmisores de presión no trabajan bien con estados sólidos. Cuando los transmisores de presión son instalados con tuberías de impulsión (mojada o seca) los cambios en la temperatura ambiente pueden afectar la medición debido a que pueden ocurrir cambios en la densidad del fluido en la tubería mojada o condensación del fluido en la tubería seca. Los Sistemas capilares cerrados alivian algunos de estos problemas, y pueden ser elegidos para minimizar los errores.

La tecnología de Sensor Electrónico Remoto también puede eliminar los cambios de temperatura mediante el reemplazo de la tubería de impulso y capilares con una arquitectura digital. Sin embargo, esta tecnología está diseñada para recipientes y aplicaciones con una presión estática baja a moderada.

6.2.3.5. Medición de nivel con dispositivos de Capacitancia

Principio básico

Un condensador es creado cuando un electrodo sensor de nivel es instalado en el recipiente. Una barra de metal del electrodo actúa como un placa del condensador y el tanque (o electrodo de referencia en un recipiente no

metálico) actuara como la otra placa. A medida que el nivel del producto aumente, el aire o gas que normalmente rodea el electrodo es desplazado por el material teniendo así una diferencia dieléctrica constante. Cuando ocurre un cambio en el valor del condensador es porque la capacidad dieléctrica entre las placas ha cambiado. Los instrumentos de radio frecuencia del dispositivo de capacitancia detectan este cambio y lo convierten en un relé de accionamiento o una señal de salida proporcional.

La relación de capacitancia es mostrada en la siguiente ecuación.

$$C = 0.225 * k * \frac{A}{D} \dots \dots \dots (6.4)$$

Donde

C capacitancia en picoFaradios

K constante dieléctrica del material

A área de las placas en pulgadas cuadradas

D distancia entre las placas en pulgadas

La constante dieléctrica es un valor numérico en una escala del 1 al 100 la cual relaciona la habilidad de la capacidad dieléctrica (material entre las placas) para almacenar una carga electrostática. La constante dieléctrica de un material es determinada con una celda de prueba. En la práctica, el cambio en la capacitancia es producido en diferentes modos dependiendo del material que está siendo medido y la selección del nivel en que se ubicará el electrodo. Sin embargo, el principio básico siempre se aplica, si una material con mayor capacidad dieléctrica reemplaza a uno con menor, la capacitancia total medida del sistema se incrementara.

Ventajas

Un condensador tolera una variedad de condiciones de los procesos, tales como una densidad variable, altas temperaturas (1000 °F), altas presiones (5000 psi), productos viscosos, lodos, espumas y pastas. Puede ser utilizado para medir un punto o múltiples puntos, puede medir nivel continuo en sólidos y líquidos. También puede medir la interfaz. Además un condensador es económico.

Limitaciones

Para un condensador, un cambio en la capacidad dieléctrica crea errores en la lectura, así como también lo hace la creación de un revestimiento del producto sobre la sonda.

En tanques no metálicos o tanques sin paredes verticales, se requiere agregar una sonda adicional de referencia. La calibración de un condensador puede ser difícil, específicamente debido a que uno no puede calibrar por etapas, y el cambio de los gases en el espacio superior pueden afectar la señal de salida. Los condensadores son también afectados adversamente por espumas pesadas.

6.2.3.6. Medición de nivel con dispositivos Transmisores de desplazadores

Principio básico

Un transmisor de desplazador es equipado en la parte superior del tanque o más comúnmente en una cámara que es adaptada al tanque, y contiene el elemento desplazador, el cual es suspendido por un colgadero (ya sea un tubo de torsión o un resorte) conectado al cabezal del transmisor. El

elemento desplazador es diseñado para ser más pesado que el líquido en el cual será utilizado para que, aun cuando esté totalmente sumergido en el líquido, él todavía ejerza una fuerza hacia abajo en el colgador.

A medida que el líquido en el recipiente suba para cubrir el elemento, es creada una fuerza de flotabilidad la cual iguala el peso del líquido desplazado por el elemento (principio de Arquímedes). Esto es visualizado por el transmisor como una disminución efectiva del peso colgante del elemento, y, a medida que el peso del elemento desplazador es proporcional al nivel del líquido alrededor del mismo, la electrónica en el transmisor puede ofrecer una lectura de salida del nivel del líquido.



Figura 6. 14 Transmisor de desplazador [26 modificado]

Ventajas

Los transmisores de desplazadores son ampliamente utilizados y, ha sido probado que ellos ofrecen años de servicio seguro con un mantenimiento

regular y el chequeo de su calibración. Son capaces de operar en presiones y temperatura extremas, y son comúnmente utilizados para proporcionar una medición de nivel de la interfaz aun cuando existan capas de emulsiones entre ambos fluidos, estos instrumentos permiten la medición de nivel en muchas aplicaciones difíciles.

Limitaciones

La exactitud de las medidas de nivel dependen de la calibración correcta del instrumento en condiciones de operación. Si estas condiciones cambian, la lectura del nivel será incorrecta.

Los Transmisores de desplazadores con tubos de torsión en particular requieren un mantenimiento regular y continuos chequeos de calibración, además pueden sufrir daños en condiciones de oleaje del fluido.

6.2.3.7. Medición de nivel con dispositivos Nuclear

Principio básico

Los dispositivos nucleares están conformados por una fuente de radioisótopos blindados adjuntados a un lado del recipiente o tubería y un detector colocado en el lado opuesto. Rayos gamma son emitidos desde la fuente y se enfocan en viajar a través de las paredes del tanque, el producto dentro del tanque y afuera del tanque hasta el detector. Los interruptores de nivel nuclear usan fuentes de radioisótopos medidas para proporcionar una radiación medible en el detector cuando no se encuentra ningún producto entre la fuente y el detector.

Los transmisores de nivel nuclear usan la misma fuente de radioisótopos, pero responden a la absorción total de los rayos gamma a medida que se trasladan de la fuente al detector. La cantidad de radiación que alcanza el detector es inversamente proporcional a la cantidad de material en el recipiente.

Aunque la palabra “nuclear” en ocasiones causa preocupación, la industria ha sostenido un excelente record de seguridad sobre la causa por los últimos 30 años o más.

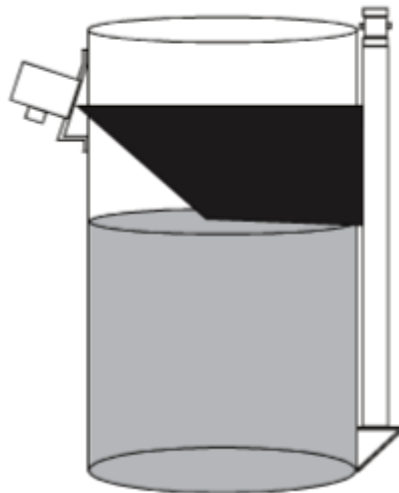


Figura 6. 15 Dispositivo Nuclear [26 modificado]

Ventajas

La mayor ventaja con la tecnología nuclear, es que no es invasiva (no hay necesidad de algún instrumento o proceso de conexiones dentro del tanque). Además, los dispositivos de nivel nuclear son sin contacto y no son afectados por las altas temperaturas, altas presiones, materiales corrosivos, materiales abrasivos, materiales viscosos, y agitación o mezclado. Puede ser empleado

para mediciones puntuales o continuas de nivel en líquidos y sólidos, así como también mide interfaz.

Limitaciones.

Cambios grandes de densidad, especialmente la densidad del hidrógeno en un material puede crear errores de medición. Capas o revestimiento del producto en las paredes del recipiente también pueden afectar los resultados de la medición. Se requieren Licencias y chequeos de fugas, así como también chequeos de seguridad y salud de alto grado, además del cuidado de manejo y disposición de la fuente. La tecnología nuclear tiene un costo relativamente alto.

6.2.3.8. Medición de nivel con dispositivos Laser

Principio básico

Un sensor de nivel laser utiliza luz infrarroja para enviar un haz centrado hacia la superficie. La luz del láser se reflejará de la mayoría de la superficie de los líquidos o sólidos. El tiempo de viaje se puede medir con una sincronización precisa, para determinar el rango de la distancia de la superficie hasta el sensor.

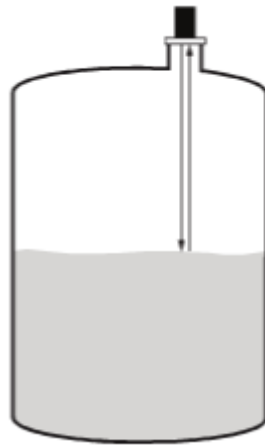


Figura 6. 16 Dispositivo Laser [26 modificado]

Ventajas

Un haz centrado y angosto hace a esta tecnología una excelente opción para aplicaciones con espacios reducidos. Es una tecnología sin contacto que no posee partes móviles, lo cual lo hace un dispositivo de bajo mantenimiento. Los dispositivos de nivel láser pueden trabajar mejor en líquidos o sólidos brillantes. La tecnología láser puede manejar cambios rápidos de nivel, tiene gran exactitud y puede medir amplios rangos.

Limitaciones

Para que el dispositivo láser funcione correctamente, la ventana de vidrio de la cual parte el haz del láser debe permanecer limpia. En consecuencia, no tolera polvo, niebla, gases o vapores que se puedan condensar en el vidrio. Además, el haz del láser podría atravesar las superficies de fluidos claros y estáticos. Cuando se trata de la instalación del dispositivo el ángulo de alineación es crítico.

6.2.3.9. Medición de nivel con dispositivos Magnetostrictivos

Utilizados para el control de inventarios y como respaldo de la medición manual de nivel de producto y agua libre para transferencia de custodia y fiscalización de Hidrocarburos.

La sonda magnetostrictiva de nivel es un dispositivo que registra los niveles de interfaz que contiene un tanque de almacenamiento de hidrocarburos, esta sonda tiene unos puntos de aforo que están definidos en un programa.

Principio básico

Los dispositivos magnetostrictivos miden la intersección de dos campos magnéticos, uno en un flotador, y el otro en un tubo guía. El flotador es libre de viajar hacia arriba y abajo por el tubo guía a medida que el nivel del líquido cambie. La electrónica envía un pulso de corriente baja a lo largo de la guía y cuando el campo magnético generado por este pulso alcanza el campo generado por el flotador, se inicia el giro torsional. Esto crea entonces una onda sónica la cual es detectada y cronometrada.

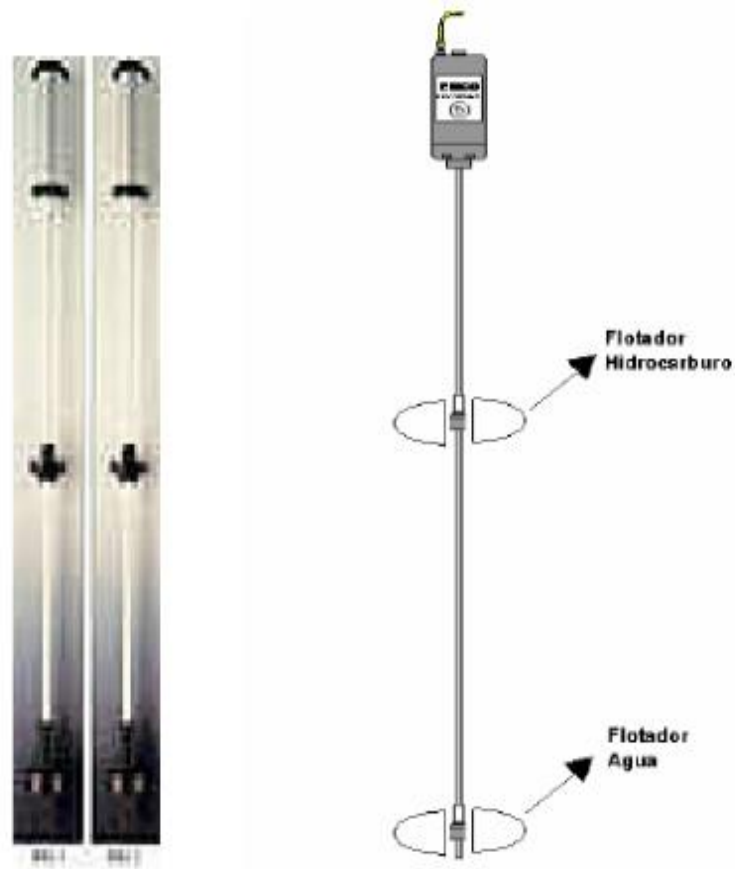


Figura 6. 17 Dispositivo de nivel con Elementos Magnetostrictivos ^[2]

Ventajas

Los dispositivos magnetostrictivos son exactos y además con el mismo ensamblaje se pueden medir el nivel, la interfaz y la temperatura del producto.

Limitaciones

El medidor magnetostrictivo mide la posición del flotador, lo que significa que cualquier cambio de la densidad puede ocasionar un error de medición. La tecnología magnetostrictiva es intrusiva y en consecuencia se puede atascar u obstruir, y es sensible a la corrosión. Longitudes largas mayores a

9 pies, pueden estar sujetas a daños debido a la turbulencia del producto o una pobre instalación. También, esta tecnología atrae todas las partículas metálicas presentes en el producto, causando que cambie un poco la dirección del flotador.

6.2.3.10. Medición de nivel con dispositivos Indicadores de nivel magnéticos

Principio básico

Un indicador de nivel magnético es un indicador vertical constituido por una cámara paralela al recipiente y un indicador visual que muestran el nivel del producto.

El indicador de nivel magnético contiene flotadores magnéticos en la cámara que se mueven de arriba abajo con el nivel del producto los cuales hacen funcionar o mover el indicador visual en la columna. Los flotadores activan sensores magnetostrictivo, los cuales son sensores que responden cuando son expuestos a un campo magnético.

La cámara está construida con un material no magnético que es compatible con los procesos de los fluidos, la temperatura y la presión del producto del tanque. La cámara está paralela a los procesos del recipiente así que el nivel de los fluidos en la cámara se encuentran al mismo nivel que los fluidos en el recipiente pero con mucho menos turbulencia. La cámara es conectada mediante una tubería al recipiente y puede poseer varias conexiones. Contendrá los mismo fluidos e interfaz que se presentaran en el recipiente previendo que las conexiones estarán localizadas de tal manera que el flujo del fluido permita una buena representación de los contenidos dentro del recipiente.

El flotador o los flotadores magnéticos contenidos en la cámara son diseñados para permanecer quietos en el nivel total y en la interfaz entre dos fluidos basada en sus gravedades específicas. Típicamente los indicadores esta compuestos por un compartimiento anexo que contienen una columna de aletas o rodillos. Las aletas o rodillos son volteados a medida que las líneas de flujo del flotador magnético pasas a través de las paredes de la cámara y activan su funcionamiento para que se muevan, y de este modo muestren alternativamente un color determinado, los cuales están en la parte de atrás de las aletas o rodillos. Esto indicara la posición del flotador contenidos en la cámara. A medida que el nivel del fluido o interfaz de fluido dentro de la cámara sube y baja, los flotadores suben y bajan y el nivel es comunicado y desplegado por los indicadores del dispositivo. Las líneas magnéticas de flujo también estimulan cualquier otro sensor o interruptores magnetoestrictivo, como por ejemplo interruptores reed, acoplados a la columna.

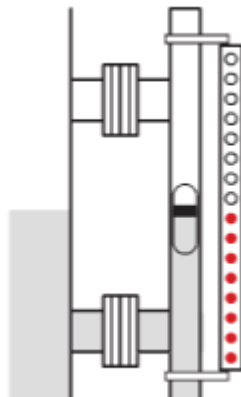


Figura 6. 18 Indicadores de nivel magnéticos ^[26 modificado]

Ventajas

Los indicadores de nivel magnéticos son típicamente usados para proporcionar al personal operativo de una indicación visual del nivel del fluido contenido en el recipiente dado. El nivel del fluido puede ser observado

desde una distancia considerable, los fluidos incoloros también se pueden observar, y el nivel del fluido puede ser observado con total fiabilidad aun y cuando sean fluidos que se pueden ensuciar en el visor de nivel. Este dispositivo típicamente permanece en servicio por décadas.

Limitantes

Los indicadores de nivel magnéticos confían en los flotadores, los cuales ocasionalmente fallan o se atascan. Si hay presencia de limaduras de hierro en el medio, estas pueden quedar atrapadas en los magnetos y mantener fijo el flotador. Adicionalmente un medio pegajoso incluyendo sustancias como parafinas ocasionalmente pueden causar que el flotador se atasque o se mantenga si la cámara se encuentra a una temperatura menor a la del recipiente. Adicionalmente los flotadores son vulnerables a colapsar durante hidro-pruebas, limpieza de vapores y procesos de arranque y cierre. En ocasiones los indicadores de esta tecnología usan corchos que están magnéticamente ligados al flotador y se mueve a medida que el flotador se mueve. Los flotadores de este tipo se sabe que pueden llegar a desacoplarse de su corcho y requieren ser reseteados. En ciertas circunstancias cuando hay procesos de ebullición se requiere que el operador observe el medio directamente. En estos casos no se recomienda esta tecnología. El diseño del flotador depende de la presión del recipiente y la gravedad específica del líquido al rango de temperatura del proceso. Aplicaciones con altas temperaturas, altas presiones y baja gravedad específica son los más difíciles de medir.

6.2.3.11. Medición de nivel con dispositivo desplazador Servo

Principio básico

La medición de nivel motorizada mediante el servo emplea un motor bidireccional acoplado a un desplazador y un cable. Un flotador desplazador es acoplado a la guaya la cual es almacenada en un tambor de medición. El motor servo está controlado por una balanza de peso electrónica la cual siente continuamente la flotabilidad de la parte del flotador que se encuentra sumergida. En una condición de equilibrio, el peso aparente del desplazador esta balanceado en contra de la fuerza de flotabilidad cuando está parcialmente sumergido en el fluido. Un incremento o descenso del nivel del fluido ocasiona una variación en la flotabilidad. El detector controla un circuito integrado en el motor bidireccional la cual activa el tambor de medición, y en consecuencia eleva o desciende el desplazador hasta que se vuelva a alcanzar la posición de equilibrio.

Normalmente en los tanques, el sistema de medición servo es montado en una posición fija en la parte superior del tanque. Para maximizar la exactitud, el desplazador debe ser instalado en una posición fija para prevenir el movimiento horizontal del mismo.

El medidor de nivel servo puede también ser usado para mediciones de interfaz. En este caso, el desplazador es ajustado según el comportamiento del material y se hunde a través de la capa superior.

Los factores que afectan la precisión de la medición son: la expansión del cable debido a los cambios de temperatura, ubicación del montaje, abultamiento del tanque debido a la presión que genera el líquido resultando

en un movimiento del punto de referencia, cambios en la densidad del producto, y la tolerancia del cable y el tambor de medición.

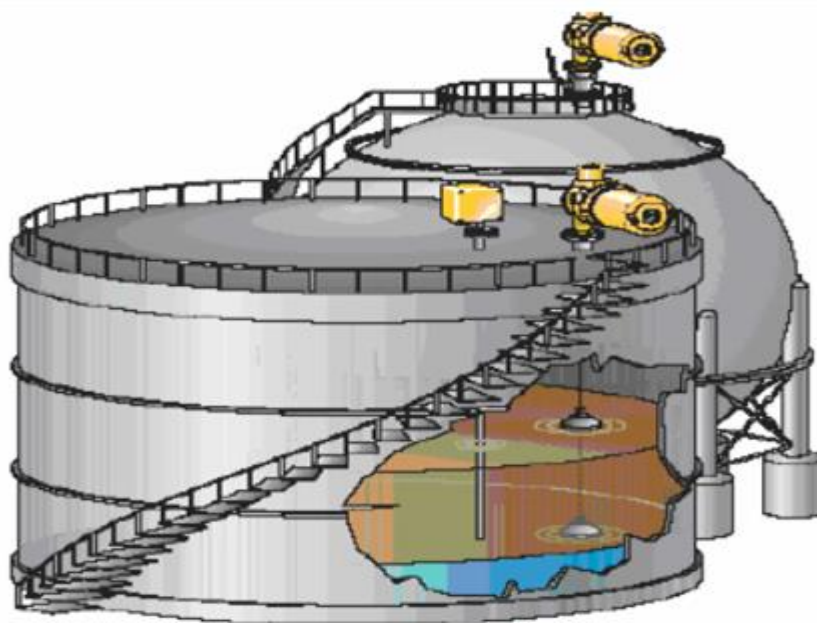


Figura 6. 19 Dispositivo de nivel Desplazador ^[2]

Ventajas

El medidor de nivel motorizado servo proporciona una medición de nivel directa con una buena exactitud de nivel del instrumento ($\pm 0,5$ mm)

Algunos medidores servo pueden ser activados remotamente para izar o bajar la sensibilidad del desplazador de nivel para una precisión total y un chequeo de su desempeño o su calibración.

Mediante el descenso del desplazador también es posible medir la densidad y/o detectar una interfaz de agua debajo de la superficie del producto en el fondo del tanque.

Limitaciones

Para maximizar la exactitud, el desplazador debe ser montado en una posición fija para prevenir el movimiento horizontal del mismo.

El medidor tiene muchas partes móviles que son susceptibles al desgaste mecánico y son sensibles a la suciedad.

Los cambios en la densidad del producto medido pueden afectar el elemento de la sensibilidad de condiciones de equilibrio.

Aunque es posible medir la densidad y/o una interfaz de los fluidos con un medidor servo, esto es logrado mediante el descenso de la guaya y el desplazador en el producto lo cual podría dejar residuos del mismo en él. Esto puede conllevar a un incremento de los requerimientos de mantenimiento para mantener la exactitud. No es posible realizar una verdadera medición del nivel del producto durante la medición de la densidad y la interfaz de agua.

6.2.3.12. Medición de nivel con dispositivos Interruptores de paletas vibradoras.

Principio básico

Un interruptor de paleta giratoria está compuesto por una paleta de dos aletas las cuales son manejadas para oscilar a su frecuencia natural, usualmente mediante un ensamblaje de cristal piezoeléctrico. El interruptor es montado en un lado del techo del tanque usando una brida o una conexión de enroscado la cual hace posible que la paleta sea ensamblada al tanque.

Cuando se encuentra en el aire, la paleta vibra a su frecuencia natural la cual es monitoreada por un circuito detector. Cuando el líquido cubre la paleta la frecuencia de oscilación disminuye y es detectada por la electrónica del interruptor, la cual cambia el estado de salida del interruptor para activar una alarma, bomba o válvula. La frecuencia de operación del interruptor es elegida para evitar la interferencia de la vibración normal en una planta lo cual puede causar una falsa señal en el interruptor.

Es diseñada para estar en ambientes húmedos, y el material de construcción es usualmente de acero inoxidable, permitiendo su uso en aplicaciones con altas presiones y temperaturas.

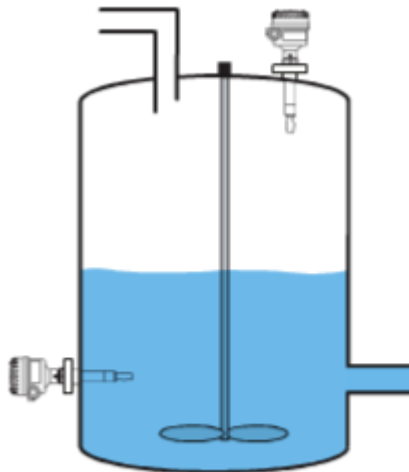


Figura 6. 20 Interruptores de paletas vibratorias [26 modificado]

Ventajas

Los interruptores de paletas vibratorias son virtualmente inmunes al flujo, burbujas, turbulencia, espumas, vibraciones, contenido de sólidos, revestimiento, propiedades del líquido y vibraciones del producto. Tampoco hay necesidad de calibración y requiere de pocos procedimientos de

instalación. No posee partes móviles lo cual significa virtualmente poco mantenimiento.

Limitaciones

Los interruptores de paletas vibratorias no son aptos para un medio muy viscoso. La deformación de las aletas puede causar falsa señal en el interruptor.

6.2.3.13 Medición de nivel con dispositivos Interruptores de flotadores y desplazadores

Utilizados como referencia para la medición manual con cinta, este sistema consiste en un flotador ubicado en el seno del líquido y conectado al exterior del tanque indicando directamente el nivel sobre una escala graduada. Es el modelo más antiguo y el más utilizado en tanques de gran capacidad tales como los de petróleo y gasolina. Tiene el inconveniente de que las partes móviles están expuestas al fluido y pueden romperse, además el flotador debe mantenerse limpio.

Hay que señalar que en estos instrumentos, el flotador puede tener formas muy variadas y estar formado por materiales muy diversos según el tipo de fluido, además los instrumentos de flotación tienen una precisión del 0.5%, son adecuados para tanques abiertos o cerrados a presión o vacío, y son independientes del peso específico del líquido.

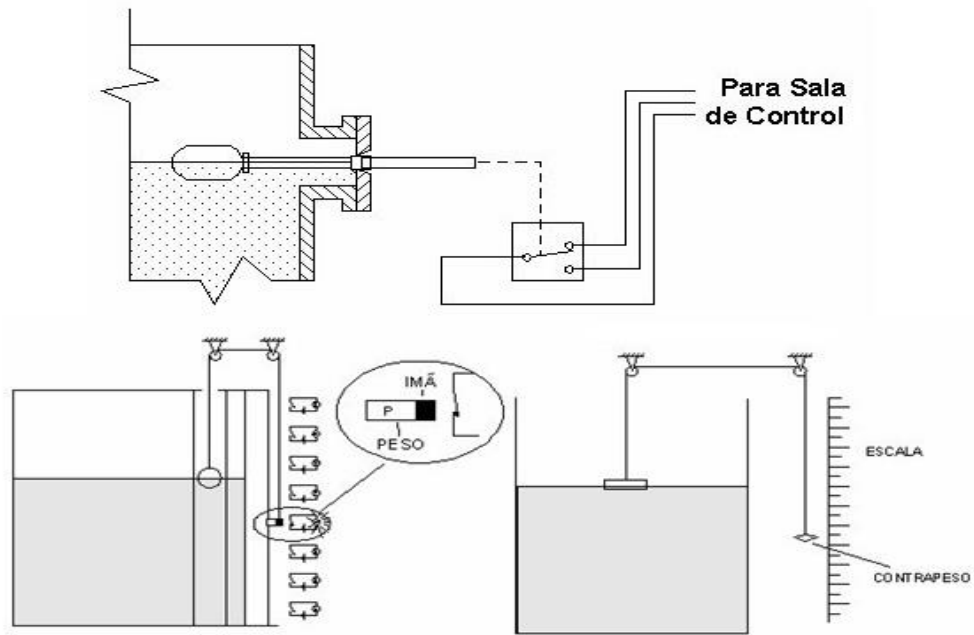


Figura 6. 21 Dispositivo de nivel Flotador [2]

Principio básico

El interruptor de flotador usualmente es montado en las paredes del tanque o en una cámara externa, y depende del levantamiento del flotador por el líquido a través de su principio de flotabilidad, a medida que se aproxima cambia el nivel. El flotador carga un magneto permanente como parte del ensamblaje del mismo, el cual interactúa con un segundo magneto permanente ubicado en el lugar del interruptor. En ensamblaje esta siempre húmedo a medida que el magneto interactúa a través de la pared del cuerpo del interruptor.

Estos simples dispositivos electromagnéticos son relativamente libres de problemas y otorgan una confiable funcionalidad en aplicaciones con altos o

bajos niveles. Hay muchos modelos y variantes de esta tecnología para cumplir casi cualquier aplicación.

Cuando se requieren puntos específicos de activación de los interruptores a una larga distancia por debajo del lugar de montaje del interruptor, se puede emplear un interruptor por desplazador. Operando de manera parecida al transmisor por desplazador, el elemento desplazador está posicionado en un cable y está suspendido de un resorte por debajo del punto de ensamblaje al nivel de interruptor requerido.

El elemento desplazador posee un peso colgante fijado el cual esta soportado por el resorte. A medida que el líquido cubre el elemento, el peso efectivo que siente el resorte es reducido y un magneto permanente operativo es elevado y este interactúa con un segundo magneto permanente en el lugar del interruptor. Este diseño de desplazador es también empleado en altas presiones o donde se trabaje con líquidos de baja gravedad específica.

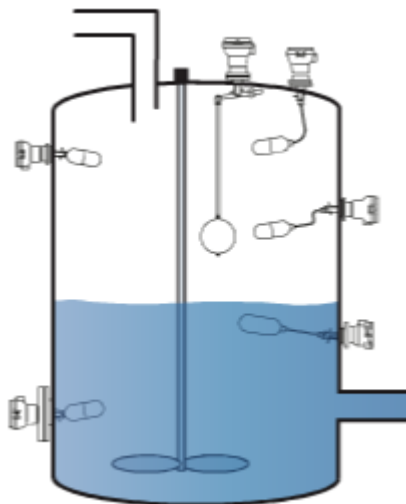


Figura 6. 22 Diferentes Interruptores de flotadores y desplazadores ^[26 modificado]

Ventajas

Los Interruptores de flotadores y desplazadores al ser muy simples con solamente unos pocos componentes, son muy confiables y fáciles de mantener. Altas presiones y temperaturas no son un problema, y sus materiales le permiten trabajar en casi cualquier líquido.

Limitaciones.

Los Interruptores de flotadores y desplazadores son dispositivos simples y pasivos los cuales no poseen características que le permitan auto-revisar sus funciones, así que se recomienda un chequeo regular y mantenimiento. El flotador o desplazador es una parte movable así que está sujeta a atascamiento en fluidos viscosos. El flotador puede agarrotarse en el tubo guía por un eventual depósito de sólidos o cristales que el líquido pueda contener y además los tubos guía muy largos pueden dañarse ante olas bruscas en la superficie del líquido o ante la caída violenta del líquido.

También cabe la posibilidad de la combinación de dos dispositivos de medición diferentes como por ejemplo el uso de dispositivos de radar o Servo en conjunto con dispositivos de presión.

Esta combinación es utilizada para el control de inventarios (Servo) y para el control de densidad del producto (Presión Hidrostática).

Estos dispositivos en la práctica son combinados de la siguiente forma. El Servo es usado para determinar el nivel de los líquidos dentro del tanque y a partir del transmisor indicador de presión se deduce la densidad del fluido en el tanque.

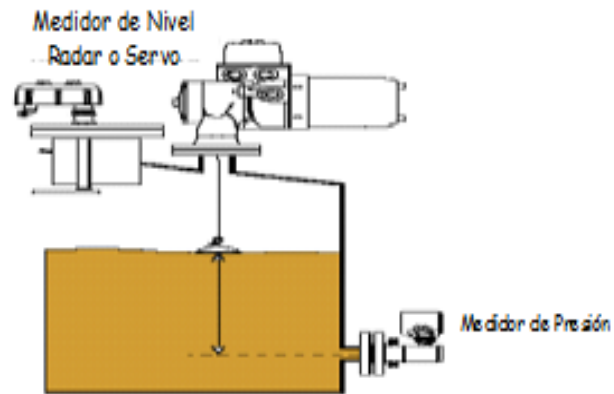


Figura 6. 23 Dispositivo de nivel Híbrido [2]

Una vez que se realizó toda esta investigación referente a los dispositivos de medición fue posible realizar un análisis completo, el cual es planteado a continuación en este capítulo, partiendo de una base de conocimientos sólidos y confiables. Además esto permitió obtener el dispositivo óptimo que fue sugerido para las instalaciones de COMOR

6.3.1. Resultados de la Propuesta de sustitución o reemplazo.

6.3.1.1. Evaluación de las tecnologías

Debido a la variedad entre los instrumentos de medición de nivel disponibles en el mercado, puede llegar a ser difícil seleccionar un dispositivo adecuado de medición. Para ello se debe tratar de tomar en cuenta varios lineamientos o variables para así atender las necesidades básicas que necesitan ser cubiertas. Entre estos lineamientos resaltan las siguientes.

1. Presencia de una interfaz de nivel

Si fuera requerido obtener una precisa interfaz de nivel Cuando hay algunos factores que deben ser tomados en cuenta para la selección del dispositivo de medición. Se dispone en la actualidad de dos tecnologías destacadas para la medición de una interfaz.

Onda de radar guiada

Esta aplicación se basa en la diferencia dieléctrica entre dos fluidos, entre sus características necesarias para un óptimo funcionamiento resaltan las siguientes:

- El fluido de menor capacidad dieléctrica debe estar en la parte superior.
- La diferencia dieléctrica de ambos fluidos debe ser al menos de 10.
- Se debe conocer la capacidad dieléctrica superior, así sea realizándola en el tanque.
- El espesor máximo permisible de la capa superior depende de su capacidad dieléctrica.
- Para que la interfaz sea detectada la capa del fluido superior debe ser de 4 a 8 pulgadas. Aunque igual el grueso dependerá del modelo de transmisor y el estilo de la sonda sumergida.
- Ambas mediciones, la de nivel y la de interfaz son posibles.
- Las emulsiones pueden impactar la medición en la interfaz. Los resultados variaran en la mezcla de fluidos.

Presión diferencial

Esta aplicación de interface está basada en la diferencia de densidad entre ambos fluidos. Entre sus características necesarias para un óptimo funcionamiento resaltan las siguientes:

- Ambas bridas (una en contacto con cada fluido) deben estar cubiertas
- La distancia entre las bridas (L) por la diferencia de la segregación gravitacional (SG) es igual a la presión diferencial (PD).
- La presión diferencial mínima sugerida es de 20 pulgadas de H_2O .
- Solo mide la interfaz.
- Las emulsiones o diferentes interfaces no afectan a la medición.

2. Condiciones dentro del tanque (recipiente)

Es necesario tomar en cuenta si se deben realizar mediciones con altas presiones y temperaturas. Ya que algunos dispositivos de medición pueden soportar muy bien las altas presiones y temperaturas, mientras que otros no lo logran. Los límites de especificación afectan la selección del dispositivo. En la tabla 6.13 se muestran los límites de especificaciones de algunos de los dispositivos de medición de nivel más comunes. En algunos dispositivos que logran soportar los procesos extremos su desenvolvimiento puede verse comprometido. Además la exactitud de algunos dispositivos puede ser afectado por los cambios de temperatura.

Tabla 6. 13 Límites de especificaciones ^[26]

Tecnología	Presión	Temperatura
Ultrasónico sin contacto	3.6 a 44 psig	-22 a 158 °F
Radar sin contacto	Vacío total (14.7 psig) a 798 psig	-40 a 752 °F
Onda guiada por radar	Vacío total a 5000 psig	-320 a 752 °F
flotador	Vacío total a 2900 psig	-72 a 752 °F
Nuclear	No hay limites	Sin limites
Capacitivo	Vacío total a 5000 psig	-200 a 900 °F
Desplazador servo	Vacío total a 4000 psig	-40 a 900 °F
Presión con sellos	Vacío total a 4000 psig	-100 a 600 °F
Presión	Vacío total a 4000 psig	-40 a 380 °F

En los tanques es posible que se genere turbulencia debido a los procesos de llenado, vaciado y de mezclado, además de crearse una capa de vapores de agua u otros gases en el espacio superior del tanque. La turbulencia o gases sobre el producto pueden hacer difícil la medición de algunos dispositivos, por ejemplo, algunos dispositivos de medición superior requieren que una señal de retorno sea reflejada de la superficie del producto. La señal se puede debilitar o no regresar del todo si hay alguna turbulencia o gases. La turbulencia y los gases no afectan a los aparatos de medición inferior.

Interfaces, gradientes de temperatura, espumas, solidos suspendidos u obstrucciones en el recipiente podrían potencialmente afectar la validez de la medición. Por ejemplo, los sólidos en suspensión pueden obstruir algunos dispositivos. Es importante considerar la espuma porque algunos clientes quieren medir el nivel en el tope de la espuma mientras que otros lo quieren debajo de la misma.

Las bridas disponibles deberán ser empleadas dentro de lo posible. Algunas instalaciones pueden ser difíciles si el recipiente es de vidrio o de pared doble. Los tanques pequeños tienen menos espacio disponible para el montaje. Los tanques subterráneos o cercanos entre si tienen una

accesibilidad limitada. Los tanques de techos flotantes pueden limitar el montaje de ciertos dispositivos de medición superior.

Además es necesario saber si el dispositivo de medición requiere ser colocado en una cámara especial. Las cámaras proveen accesibilidad a los instrumentos para su calibración mientras están operando. Pueden ser colocados para cubrir el área de interés en lugar de toda el área disponible. Para obtener una buena representación del nivel del tanque, el tamaño de las conexiones deben ser lo suficientemente largas para proveer un buen flujo y que sea fresco el fluido. La distancia entre tanques y la cámara deben ser mínima.

3. Condiciones externas y del medio ambiente

Este es un lineamiento clave a evaluar ya que estas condiciones externas pueden causar efectos en la medición de los dispositivos. Las Instalaciones bajo techo son más factibles de poseer un medio ambiente estable con cambios mínimos de temperatura y humedad constante. Las instalaciones al aire libre en cambio poseen condiciones extremas de temperatura y humedad. Vibraciones, interferencias electromagnéticas, y subidas de tensión debido a la caída de rayos, son otros riesgos externos que deben ser considerados. Pararrayos y unas buenas operaciones o procedimientos de instalación de equipos pueden protegerlos contra los rayos.

4. Características del producto a medir dentro del tanque.

Todos los procesos no pueden ser medidos por un mismo dispositivo. Existen procesos corrosivos que pueden requerir de materiales de construcción especiales en el sensor de nivel. Si se requieren materiales

especiales, se debe considerar la disponibilidad de los mismos o si sería mejor seleccionar otro dispositivo que no esté en contacto con el proceso.

Las características de los procesos pueden afectar los dispositivos en diferentes maneras:

- Un producto viscoso puede taponar los puertos de algunos aparatos.
- Polvo, superficies con espumas, y gases pueden interferir con la señal de algunos dispositivos.
- Si la densidad del producto cambia, el nivel indicado por el dispositivo de presión puede ser afectado a menos que sea ajustado o compensado este cambio.
- Si la constante dieléctrica (propiedad electromagnética de un fluido relacionado con la habilidad del mismo a transmitir cargas eléctricas a través de él) cambia, pueden ser afectadas las mediciones de capacitancia.
- Los procesos de mezclado en los productos pueden afectar la sensibilidad de algunos dispositivos que requieren contacto.
- Los sólidos tienden a apilarse en el recipiente y no tienden a formar superficies uniformes. Se debe considerar en qué punto será el ángulo de reposo del líquido para ser medido y si este punto es o no constante.

5. Los requerimientos de exactitud requeridos

Se debe conocer como esta especificada la exactitud del dispositivo según el diseño del fabricante. Un dispositivo que trabaja bien en un tanque pequeño puede que no cumpla con los requerimientos de exactitud para un tanque de mayor tamaño. Por ejemplo, un dispositivo cuya exactitud sea del 0.1 % de

error da una precisión de 0.06 pulgadas en un tanque de 5 pies. El mismo aparato provee una exactitud de 0.6 pulgadas en un tanque de 50 pies.

Otros dispositivos, como el radar guiado de tope a base generalmente especifican la exactitud dentro de un cierto valor (0.01 pulgadas) o como un porcentaje de la distancia medida. El impacto de otros parámetros de desempeño (efecto de la temperatura) deberían también ser evaluados.

El objetivo principal en algunas aplicaciones es simplemente realizar una medición segura. En otras aplicaciones. La precisión puede ser más importante que la exactitud.

Para aplicaciones de medición de tanques (custodia, transferencia e inventario) existe una alta necesidad de emplear mediciones con alta exactitud, estabilidad y precisión en mediciones de nivel. Sin ellos el impacto económico en las transacciones financieras puede ser muy grande y el usuario podría no ser capaz de seguir los requerimientos legales nacionales e internacionales para la custodia y transferencia.

6. Requerimientos para el dispositivo

Se debe conocer las autorizaciones necesarias para la operación de cada dispositivo. Las autorizaciones de peligros necesitan cumplir los requerimientos locales. Un estándar de “a prueba de explosión” puede ser suficiente para muchos dispositivos, pero algunas plantas o aplicaciones pueden requerir seguridad intrínseca u otras autorizaciones. En otras instancias, deben ser cumplidos los requerimientos de sanidad.

Para el inventario, custodia y transferencia, son aplicables muchas autorizaciones locales diferentes de meteorología y además de aplicables

también requeridas como obligatorias en su respectivo país. El principal estándar internacional para custodia y transferencia es el OIML R85, el cual ha sido recientemente mejorado en la revisión R85:2008.

También es necesario establecer la señal de salida de operación de los dispositivos. La salida más común es una señal continua analógica de 4-20 mA, aunque también son ampliamente usadas señales digitales. Además en la actualidad las señales inalámbricas están ganando popularidad. En algunas instancias, son requeridos una alarma o control relé.

Para mantener la resolución requerida y la exactitud en un sistema de medición de tanques, se requiere una comunicación digital desde el dispositivo de medición al sistema de control distribuido.

Otro parámetro importante es la fuente de poder disponible para la operación del dispositivo de medición. La mayoría de los dispositivos trabajan bajo corriente directa de 12-24 voltios, aunque hay algunos dispositivos que trabajan con 110 o 220 voltios. Unos pocos dispositivos pueden operar con bajo poder o de manera inalámbrica con una fuente de poder de baterías.

7. Costo total del dispositivo

La lista de precios de los dispositivos de medición de nivel es importante, pero el costo de instalación y mantenimiento deberán ser tenidos en cuenta como un costo equivalente a considerar. En general, el menor costo de los dispositivos (usualmente mecánicos) tienden a requerir mayores niveles de mantenimiento. La mayor sofisticación electrónica del dispositivo son usualmente de mayor precio pero el costo de mantenimiento es mucho menor. El costo inicial de algunas de las tecnologías electrónicas van

decaendo a la vez de las capacidades técnicas y el incremento de la demanda en el mercado van en aumento.

Otra consideración de costos es la vida útil del dispositivo de medición. Un dispositivo poco costoso que debe ser cambiado frecuentemente puede ser a la larga mucho más costoso comparado con un dispositivo de mayor costo que sea de mayor duración o vida útil, más rentable, o más adecuado para la aplicación requerida. En general los dispositivos de alto desempeño tienden a ser más costosos.

8. Comodidades para el operador

Finalmente debe considerarse la facilidad del uso del dispositivo. Se debe responder o conocer si el método seleccionado podrá ser comprensible para la gente o los operadores que deben emplearlo a diario. Además de saber si el dispositivo será fácil de instalar, calibrar y de mantener.

Mientras que el desempeño y problemas de ingeniería son críticos, el uso diario de un dispositivo de medición de nivel puede ser un factor clave para la selección final en función de un uso a largo plazo.

6.3.1.2. Ventajas y limitaciones de las tecnologías o dispositivos disponibles.

Todas las tecnologías disponibles tienen sus ventajas y desventajas o limitaciones. Por ende ninguna tecnología funciona para todas las aplicaciones posibles. Antes de tomar una decisión es preciso conocer que es lo que se necesita y las condiciones para las cuales trabajara el dispositivo.

Descripción de las tecnologías para medir nivel

Tabla 6. 14 tecnologías y procesos

Condiciones del proceso	Presión	Capacitivos	Ultrasónico	Onda de radar guiada	Radar sin contacto	Nuclear	Laser	Desplazadores	Magnetoestrictivos	*	**	Interruptores flotadores	Paletas vibradoras
Aireación	2	1	2	1	2	2	2	1	2	1	2	1	1
Agitación	1	2	3	3	1	1	2	1	2	1	2	1	1
Cambios de temperatura ambiental	2	1	2	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1
Corrosión	2	1	1	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Cambios de densidad	2	1	1	1	1	2	1	2	2	2	3	2	1
Cambios de la capacidad dieléctrica	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Polvo	1	1	3	1	2	1	3	3	1	3	3	1	1
emulsiones	1	1	1	2	1	1	1	1	2	2	2-	1	1
Espuma	1	2	3	1	2	1	3	1	1	1	2	1	2
Límites de procesos con alta temperatura	1	1	3	1	2	1	3	1	1	1	2	1	1
Límites de altas presiones en el recipiente	1	1	3	1	2	1	1	1	3	1	2	1	1
Obstrucciones internas	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Bajas temperaturas de los procesos (<0°F)	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2	1	1	1
Bajas presiones del recipiente (vacío)	2	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ruidos (motores)	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	1	2	2
Mezclado del producto	3	3	2	2	1	2	2	3	3	3	3	2	2
Lechadas	2	1	1	2	1	1	1	3	2	2	3	2	2
Sólidos	3	2	2	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3
Gases	1	2	2	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1
Producto viscoso	2	2	1	2	1	1	1	3	3	3	3	2	2

*Indicadores de nivel magnéticos (en cámaras)

**Servo (en tambores medidores)

1: Bueno = esta condición no afecta el desempeño del dispositivo.

2: Moderado = el dispositivo puede tolerar esta condición, pero el desempeño se puede ver afectado, o se necesita de una instalación especial.

3: Pobre = el dispositivo no puede tolerar esta condición, o no se puede instalar.

La información planteada acerca de las ventajas, limitaciones y el desempeño de los dispositivos de medición estudiados fueron obtenidas mediante la recopilación de información bibliográfica, encuestas al personal operativo de COMOR así como también consultas en diversas gerencias de PDVSA que abarcan los parámetros desarrollados en la investigación.

Dicho esto y partiendo de la experiencia obtenida además de las condiciones actuales de los tanques estudiados se propone la instalación de dispositivos de medición de Onda de Radar guiada.

Este dispositivo resulta ser el ideal para los tanques de almacenamiento de crudo Merey-16 en COMOR ya que provee de una medición exacta y confiable tanto para los niveles de crudo así como para la interfaz generada entre el crudo y el agua. No se ve afectada su medición por causa de las constantes variaciones en la densidad del crudo además de no verse influenciado por los cambios de presión, temperatura y la presencia de gases debido a la merca o evaporación del crudo. Su instalación y mantenimiento no son complicados lo cual facilita las operaciones de rutina correspondientes.

El dispositivo soporta muy bien todas las condiciones operacionales de los procesos que pueden afectar al tanque (presiones, temperaturas, etc...) o las condiciones ambientales presentes en COMOR, siendo su única vulnerabilidad los procesos de agitación, y en los tanques estudiados no se realizan procesos de agitación del crudo Además no posee ningunas restricciones de montaje ni requiere de alguna cámara especial para su instalación.

Con la instalación de este dispositivo se estima ofrecer medidas más exactas y precisas que las obtenidas mediante los dispositivos de medición por presión hidrostática, ya que el dispositivo de medición con Onda de Radar guiada supera todas las dificultades que afectan las medidas realizadas con los dispositivos de presión.

CONCLUSIONES

- 1.- Mediante la implementación de la ecuación de la recta se logra disminuir significativamente los errores que se introducían en los sistemas de medición automatizada.
- 2.- En ocasiones no se cumplen los procedimientos operacionales de manera precisa, lo cual puede conllevar a un posible error de la medición.
- 3.- Algunos instrumentos y equipos de medición usados actualmente presentan un estado de deterioro y falta de mantenimiento, o no se encuentran disponibles.
- 4.- Los transmisores de nivel de los tanques de almacenamiento ubicados en COMOR no mantienen una calibración 100% confiable.
- 5.- El nivel del crudo Merey-16 obtenido durante el estado lleno en los tanques mediante el Aforo es mayor que el obtenido por los transmisores, mientras que el nivel del producto obtenido durante el estado vacío en los tanques mediante el Aforo es menos que el obtenido por los transmisores.
- 6.- El error porcentual es elevado cuando los tanques se encuentran en el estado vacío.
- 7.- Mediante la implementación de la ecuación de la recta, tomando en cuenta diferentes medidas de aforo y de presión arrojadas por los transmisores es posible calcular el peso específico del petróleo, y al obtener un error porcentual bajo y aceptable es posible emplear este método para obtener un estimado del peso específico.

8.- Se determinó que a medida que se aumenta la gravedad API se obtiene una mayor altura y de la misma manera a medida que se disminuye la gravedad API se obtiene una menor altura.

9.- La temperatura afecta a la altura medida debido a que si aumenta el volumen del crudo disminuirá la densidad, aumentando la altura del crudo en el tanque. Y si disminuye el volumen, aumenta la densidad y en consecuencia disminuye la altura.

10.- El porcentaje de agua y sedimentos (% AyS) es uno de los elementos que aporta incertidumbre en el sistema de medición.

11.-Mediante el procedimiento planteado para los transmisores de presión empleando la ecuación de la recta se logra disminuir el error porcentual y en consecuencia las diferencias entre las mediciones automatizadas y el Aforo.

12.- La calibración de los transmisores y el sistema de medición con la propuesta planteada podría garantizarle a PDVSA una mayor confiabilidad en la medición de crudo Merey-16 en los tanques de almacenamiento de la estación COMOR.

13.- Luego de analizar todos los dispositivos de medición disponibles, en caso de sustituir los transmisores de nivel por presión hidrostática, se recomienda el uso de los dispositivos de Onda de Radar guiada.

RECOMENDACIONES

- 1.- Realizar los procedimientos de medición y muestreo de forma rigurosa siguiendo detalladamente los pasos establecidos.
- 2.- Se sugiere cumplir un mínimo de 2 horas de reposo en los tanques de almacenamiento al momento de realizar operaciones de Aforo y muestreo para que todas las mediciones sean lo más exacta posible.
- 3.- Se sugiere verificar continuamente los rangos límites de operación de los transmisores para evitar posibles derrames o daños a las bombas de succión.
- 4.- Nunca realizar procedimientos de Aforo y muestreo cuando las condiciones climáticas sean adversas.
- 5.- Se le debe realizar mantenimiento preventivo periódicamente a los tanques, para la reducción de sedimentos que generan incertidumbres en la medición
- 6.- Realizar la sustitución y/o adecuación de los transmisores de nivel de los tanques, considerar la instalación de radar de onda guiada.
- 7.-Se recomienda drenar los tanques de almacenamiento de crudo Merey-16 cada tres días.

BIBLIOGRAFIA

1. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco.
2. Gerencia De Plantación Y Suministro ECOPETROL (2007). **MANUAL DE MEDICION DE HIDROCARBUROS CAPITULO 3 MEDICION ESTATICA.**
3. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco. **SEMINARIO Introducción a los Tanques API-650.**
4. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco. **TECNAZUCA. CURSO DE AFORO DE TANQUES.**
5. Ministerio de Energía y Minas (2001), **Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos.**
6. NORMA VENEZOLANA. COVENIN 1696-80. **PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO MÉTODOS PARA LA AFORACIÓN DE TANQUES QUE CONTENGAN CRUDOS Y SUS DERIVADOS LÍQUIDOS.**
7. NORMA VENEZOLANA. COVENIN 972-77. **PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS MÉTODO PARA LA MEDICIÓN DE TEMPERATURA EN TANQUES.**
8. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco. **Ayudas Aforo. Módulo 1. Aforo de tanques / Aforación de tanques de almacenamiento.**

9. OMADISA. Equipos para ensayo de productos petrolíferos.
10. ASESUMECA (2009). Consultado el 20 de marzo de 2012. Disponible en:
<http://www.asesumeca.com.ve>.
11. PDVSA DIRECCION EJECUTIVA FAJA DEL ORINOCO. CENTRO OPERATIVO MORICHAL (COMOR) DISTRITO MORICHAL. **HIGIENE INDUSTRIAL INFORMACION DE PRODUCTOS QUIMICOS. MEREY-16.**
12. Rocatek QUE ES UN PLC (BASICO), (2010). Consultado el 1 de noviembre de 2012. Disponible en:
http://www.rocatek.com/forum_plc1.php.
13. SISTEMAS SCADA (2006). Consultado el 1 de noviembre de 2012. Disponible en: <http://automatas.org/redes/scadas.htm>.
14. PDVSA (2001). **“Guía del Usuario CENTINELA”**.
15. PDVSA (2001). **“Manual del Módulo Óleo CENTINELA”**.
16. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco. **Presentación Distrito Morichal.**
17. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco. **Presentación Petromonagas Sep2011 Socios COPEM.**

18. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco (Mayo 2010). **Solicitud Áreas Nuevas Distrito Morichal.**
19. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco (24/06/2010). **Optimización y Visualización de Procesos. Filosofía Operacional Crudo Merey 16.**
20. OBREGÓN, M. (2012). **Filosofías operacionales de las empresas que conforman el bloque del Campo Carabobo, Ayacucho y Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco. PDVSA – Distrito Morichal, División Carabobo.** Informe final de Pasantías Operacionales. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Bolivariana, Núcleo Anzoátegui – Extensión Puerto Píritu, Puerto Píritu.
21. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco. **Filosofía de Operación de la División Carabobo.**
22. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco (15/07/2013). **Instrucción Operacional. Manual de Operaciones: Descripción del Proceso Estación Principal Morichal (EPM-1).**
23. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco (15/07/2013). **Instrucción Operacional. Manual de Operaciones: Descripción del Proceso Modulo de Producción de Emulsiones (MPE-1).**

24. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco (15/07/2013). **Instrucción Operacional. Manual de Operaciones: Centro Operativo Morichal (COMOR).**
25. PDVSA, S.A. / Gerencia de Infraestructura y Procesos de Superficie (29/06/2007). **Manufactura Merey 16 en MPE-1. Filosofía de Operación y Control.**
26. Emerson Process Management. <http://www2.emersonprocess.com>
27. NORMA VENEZOLANA. COVENIN 2638-90. **DETERMINACION DEL CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS. METODO DE CENTRIFUGACION.**
28. NORMA VENEZOLANA. COVENIN 883-02. **PETRÓLEO CRUDO Y SUS DERIVADOS. DETERMINACION DE LA GRAVEDAD API. MÉTODO DEL HIDRÓMETRO.**
29. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco. **Procedimiento para el aforo de tanques y cálculo de cantidades estáticas.**
30. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco. Manual de Procedimientos e Instrucciones de Laboratorio del Centro de Análisis Morichal (CAM). **INSTRUCCIÓN PARA DETERMINAR LA GRAVEDAD API DEL CRUDO Y DILUENTE.**

31. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco. Manual de Procedimientos e Instrucciones de Laboratorio del Centro de Análisis Morichal (CAM). **INSTRUCCIÓN PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTO POR CENTRIFUGACION.**
32. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco. **Procedimiento operacional. Actividades del operador ATC en Centro Operacional Morichal (COMOR). Código: PRO-OP-COMOR-01.**
33. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco. **Manual de procedimientos e instrucciones de operaciones de producción. Instrucción para aforo de tanques. Código: EXT-IN-09-030.**
34. PDVSA, S.A. / Gerencia Corporativa Coordinación Operacional División Faja del Orinoco. **Procedimiento operacional. Aforo de tanques. Código: PRO-OP-PTO-OTM-ON-01.**
35. WEBER, JEAN (1984). **MATEMÁTICAS PARA ADMINISTRACIÓN Y ECONOMÍA.** Cuarta Edición. México D.F. Editorial HARLA. 823 p.

GLOSARIO

Presión Hidrostática: es la fuerza por unidad de área que ejerce un líquido en reposo sobre las paredes del recipiente que lo contiene y sobre cualquier cuerpo que se encuentre sumergido, como esta presión se debe al peso del líquido, esta presión depende de la densidad, la gravedad y la profundidad del lugar donde medimos la presión.

$$P = \rho * g * h$$

Dónde:

ρ : Densidad

p: Presión

g: Gravedad

h: Altura

Densidad: cantidad de masa de una sustancia contenida en una unidad de volumen, a una temperatura dada.

Densidad Estándar: es la densidad del producto corregida a 15.6 °C, según las tablas API. Este valor es utilizado para determinar el volumen estándar bruto.

API (Instituto Americano del Petróleo): es el organismo encargado de establecer los estándares para la industria petrolera en los Estados Unidos.

Calibración de Tanques: es el término aplicado al procedimiento de medición de tanques, con el objeto de establecer el volumen real para cada altura de

nivel en dicho tanque. Con esta calibración se obtienen las tablas de capacidad o *Strapping Tables*.

Calibración: conjunto de operaciones que establecen, bajo condiciones específicas, la relación entre valores de cantidades indicadas por un instrumento o sistema de medición, o por un material patrón o de referencia, y los valores correspondientes a los establecidos como estándares nacionales o internacionales.

Certificación: calibración y ajuste, avalada por un ente autorizado, mediante un informe o certificado de haber realizado alguna acción de calibración y ajuste siguiendo un procedimiento. La certificación permite la trazabilidad.

Certificado de Calibración: certificado emitido por un laboratorio o entidad especial autorizada que trabaja de acuerdo a las normas nacionales e internacionales y que expresa la relación existente entre las lecturas indicadas por un instrumento y su valor verdadero. La determinación del valor verdadero debe ser atribuible a normas nacionales o internacionales.

Error de medición: diferencia entre el resultado de una medición y el valor verdadero de lo que se mide.

Error máximo permisible de un medidor: valor extremo del error permitido por especificaciones, reglamentos, etc.

Error sistemático: error causado consistentemente por el efecto de alguna o varias magnitudes que influyen en la medición.

Exactitud: cualidad que refleja el grado de proximidad entre los resultados de las mediciones y los valores verdaderos de la variable medida.

Precisión: cualidad que refleja lo cercano que los valores medidos están unos de otros.

Muestra: porción tomada de un volumen total, la cual puede o no conocer los componentes en la misma proporción en la que se encuentran presentes en el volumen total.

Fiscalización: acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de hidrocarburos a ser utilizados para el cálculo de pago de impuestos y regalías, en presencia del ente funcionario competente del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, quien dará fe del cumplimiento de los procedimientos legales y de los resultados obtenidos.

Fiscalización (Automatizada): acto en el que se establece la medición de cantidades de hidrocarburos de manera automatizada y certificadas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, a ser utilizadas para el cálculo del pago de impuestos y regalías.

Punto de Fiscalización: son aquellos lugares debidamente aprobados por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería donde se realizan las mediciones de crudo en presencia de un funcionario del mismo, para fiscalizar la producción recibida.

Medición: comparación contra un patrón con el objetivo de determinar el valor de una variable, sobre la base de un proceso determinado.

Merey-16: segregación comercial del crudo pesado o ExtraPesado producido por PDVSA EyP Distrito Morichal mezclado con diluyente, actualmente Mesa 30.

Segregación: mezclas específicas de crudos estables en su composición y propiedades, las cuales se hacen con fines comerciales aprobadas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

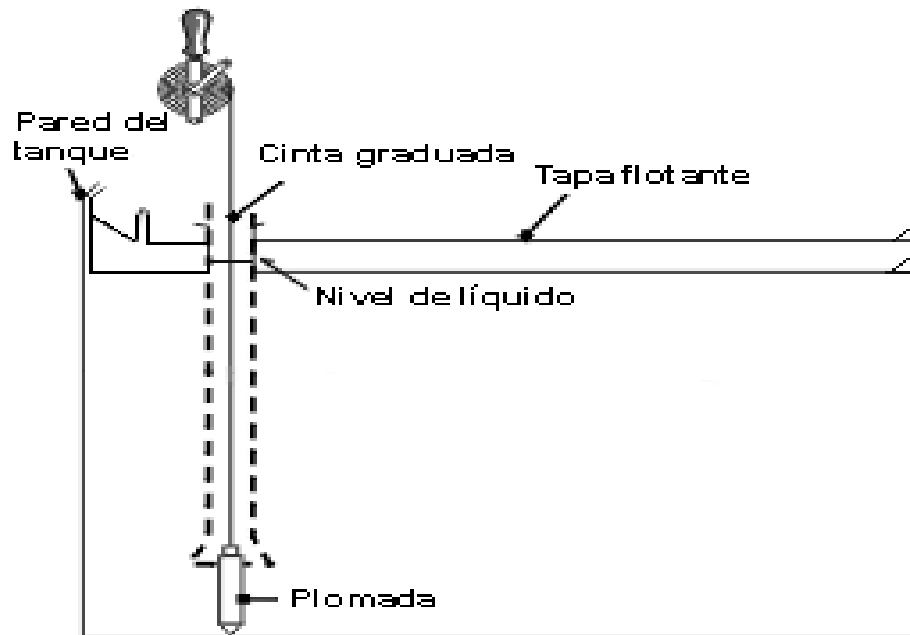
Mesa 30: es la denominación comercial (Blend) de un crudo liviano de 30° API, usado como diluyente a condiciones normales.

APÉNDICE I

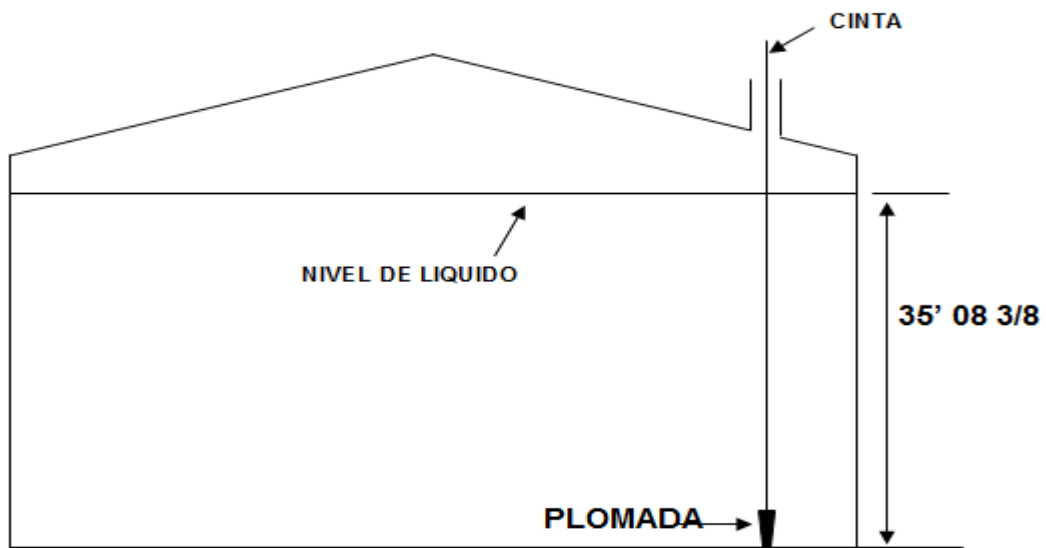
Medición en forma directa

- Subir al tanque y ubicarse frente a la boca de aforo, en contra del viento
- Abrir la boca de aforo.
- Aterrar la cinta de medición, a la estructura del tanque, para descargar la corriente estática.
- Sostener el carrete con una mano e introducir la cinta lentamente de tal forma que la cara opuesta roce con el borde de la boca de aforo, y así evitar chispas por generación de electricidad estática, hasta que la plomada toque levemente el fondo del tanque.
- Enrollar nuevamente la cinta y leer con precisión la medida marcada por el crudo.
- Tomar nota de la medida y limpiar la cinta con el trapo de tela para repetir la operación hasta obtener dos medidas iguales (esta será la medida representativa).
- Enrollar y limpiar la cinta de medir.
- Cerrar la boca de aforo.
- Registrar la medida tomada en la boleta de aforo y cargar en Centinela para determinar el volumen de producción.

MODELO DE AFORO DE TANQUES (FORMA DIRECTA)



Aforo directo



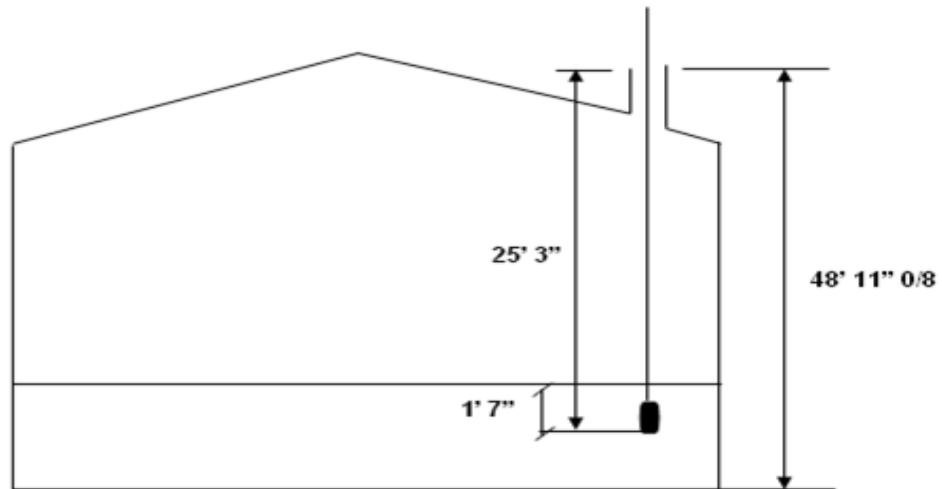
Cinta mojada: 35' 08" 3/8
 Nivel del tanque: 35' 08" 3/8

Aforo directo

Medición en forma indirecta

- Subir al tanque y ubicarse frente a la boca de aforo, en contra del viento.
- Abrir la boca de aforo.
- Aterrar la cinta de medición, a la estructura del tanque, para descargar la corriente estática.
- Introducir la cinta lentamente de tal forma que la cara opuesta roce con el borde de la boca de aforo, y así evitar chispas por generación de electricidad estática, hasta que la plomada se haya sumergido aproximadamente de dos (2) a tres (3) pies en la superficie del crudo.
- Enrollar la cinta y leer con precisión la medida marcada por el crudo.
- Tomar nota de la medida y limpiar la cinta con el trapo de tela para repetir la operación hasta obtener dos medidas iguales (esta será la medida representativa).
- Restar la medida representativa tomada, al total de la altura del tanque (punto de referencia) y sumar a este resultado la medida que mojé el crudo en la cinta, este será el nivel real de crudo dentro del tanque.
- Enrollar y limpiar la cinta de medición.
- Cerrar la boca de aforo.
- Registrar la medida tomada en la boleta de aforo y en Centinela para determinar el volumen de producción.

MODELO DE AFORO DE TANQUES (FORMA INDIRECTA)



Medida de Referencia:	48' 11" 0/8
Cinta introducida:	<u>- 25' 11" 0/8</u>
Diferencia:	23' 0" 0/8
Cinta mojada:	+ 1' 7"
Nivel del tanque:	24' 7" 0/8

Aforo indirecto

APÉNDICE II

Procedimiento para obtener la lectura de temperatura con el Thermo Prove:

- Para identificar la profundidad adecuada de cada punto de lectura, el contenido del tanque será dividido en tres (3) partes iguales. Luego se dividirá cada parte en dos (2) para encontrar su centro. El centro de cada porción es el punto adecuado para la lectura
- Subir al tanque y ubicarse frente a la boca de aforo, en contra del viento.
- Abrir la boca de aforo.
- Conectar la conexión a tierra del instrumento a la estructura del tanque al hacer la medición.
- Bajar la sonda en el interior del tanque hasta la profundidad deseada.
- Colocar el interruptor “HI-LO” selector de la gama de temperatura a la posición “LO” para medidas de temperaturas desde 60°F hasta 200°F (15,6°C a 93°C) o en la posición “HI”, para medidas de temperaturas desde 200°F hasta 300°F (93°C a 149°C).
- Empujar el interruptor de retorno “Day-Night” (Día-Noche) a la posición requerida, según sea de día o de noche.
- Leer la temperatura y anotar los datos.

Procedimiento para obtener la lectura de temperatura con el termómetro tipo taza

- Determinar el tiempo mínimo de inmersión del termómetro en el tanque tomando en cuenta el tipo de líquido contenido dentro del mismo.

- Determinar el número de lecturas y los niveles en los cuales se tomarán.
- Subir al tanque y ubicarse frente a la boca de aforo, en contra del viento.
- Abrir la boca de aforo.
- Bajar cuidadosamente el termómetro por la boca de aforo, hasta el nivel calculado y dejarlo en esa posición el tiempo establecido.
- Subir el termómetro de manera tal que el bolsillo metálico quede por debajo de la boca de aforo dentro del tanque.
- Mantener el termómetro en posición vertical y leer la temperatura. Esta lectura debe hacerse lo más pronto posible, para evitar alteraciones por condiciones ambientales, viento u otros factores.
- Vaciar el bolsillo metálico dentro del tanque.
- Limpiar el termómetro para evitar formación de películas sobre el mismo
- Anotar los datos de temperatura obtenidos.

APÉNDICE III

Procedimiento para determinar el nivel del agua libre:

- Subir al tanque y ubicarse frente a la boca de aforo, en contra del viento.
- Abrir la boca de aforo.
- Aplicar la pasta en la plomada y en una parte extensa de la cinta, hasta aproximadamente 8 pies, la pasta Kolor Kut, que es de color amarillo brillante y en presencia de agua cambia a color rojo.
- Aterrizar la cinta de medición, a la estructura del tanque, para descargar la corriente estática.
- Sostener el carrete con una mano e Introducir la cinta lentamente de tal forma que la cara opuesta roce con el borde de la boca de aforo, y así evitar chispas por generación de electricidad estática, hasta que la plomada toque levemente el fondo del tanque.
- Tomar la lectura:
 - Si la cinta introducida coincide con la Altura de Referencia, la plomada está tocando el fondo del tanque. Emplear el Método Directo de Aforación. Sacar la cinta y determinar el Nivel de agua libre. La medición del Nivel de Agua libre se obtiene por la marca del cambio de color en la pasta.
 - Si la cinta introducida es menor que la Altura de Referencia, esto se debe a que la plomada ha descansado sobre sedimentos en el fondo o sobre cualquier otro objeto que se haya dejado caer en el tanque. En este caso realizar un Aforo Indirecto para determinar el Nivel de Agua Libre.

- Enrollar lentamente la cinta, después de que la plomada haya estado de 5 a 60 segundos en esa posición, de acuerdo con el tipo de producto.
- Limpiar cuidadosamente la plomada y la parte de la cinta cubierta con la pasta detectora de agua.

APÉNDICE IV

Procedimiento de muestreo:

- Determinar el número de muestras que se tomarán del fluido contenido en el tanque y los niveles en los que se tomarán las mismas (tope, centro, fondo, o corrida), descontando el nivel de agua libre.
- Para identificar la profundidad adecuada de cada punto de muestreo, el contenido del tanque será dividido en tres (3) partes iguales. Luego se dividirá cada parte en dos (2) para encontrar su centro. El centro de cada porción es el punto adecuado para el muestreo.
- Identificar los envases donde irán las muestras y/o las etiquetas que llevaran las botellas.
- Subir al tanque y ubicarse en contra del viento frente a la boca de aforo.
- Abrir la boca de aforo.
- Introducir la botella en el tanque y bajarla lentamente hasta tomar cierta cantidad de líquido, la saca y la agita para que la botella se moje con el fluido que va a ser analizado, luego la vacía en el tanque por la boca de aforo.
- Aplicar el muestreo solicitado: muestreo corrido ASTM / API, muestreo puntual o muestreo compuesto.
- Descargar el contenido de la botella en el envase diseñado para tal fin previamente señalado con los datos de la muestra (tope o centro).

Nota:

- En COMOR las muestras de fondo del tanque serán tomadas por un operador de la gerencia de Producción. La muestra será tomada a tres (3) pies por encima de la succión del tanque. Se debe abrir la válvula dejándola fluir por unos pocos minutos y así drenar el fluido decantado en la tubería y sus cercanías para obtener una muestra homogénea y representativa, luego se procede a llenar el envase diseñado para la toma de muestra previamente señalado como fondo.

- Trasladar las muestras identificadas al laboratorio para realizar el análisis de curdo (gravedad API, % AyS, etc....).
- Registrar los resultados de la muestra representativa en la boleta de aforo.
- Cargar los datos en Centinela.

APÉNDICE V

Instrucción para determinar el contenido de agua y sedimento por centrifugación

Se realizan dos pruebas una con química y otra sin química, para determinar si hay emulsión en la muestra a evaluar.

El procedimiento a realizar es el siguiente:

- Se agrega Xileno con una pizeta en un tubo de centrifuga hasta la marca de 50 ml y con un gotero añadir tres (3) gotas de demulsificante F46.
- Tape la boca del tubo de centrifuga con un tapón de corcho o goma y agite vigorosamente.
- Agregue al tubo de centrifuga la muestra a analizar y complete hasta la marca de 100 ml.
- Tape el tubo de centrifuga y agite vigorosamente hasta homogeneizar.

Nota:

- Para las muestras de crudo diluido, según un trabajo de investigación realizado en el Laboratorio de MPE-1/EPM-1, concluyeron que estas muestras pueden ser analizadas a temperatura ambiente. (no requieren ser atemperadas en el baño de aceite a 60 °C como lo estimula la norma COVENIN).
- Coloque el tubo en la centrifuga, tape y gire la perilla a 50% durante diez (10) minutos.

Notas:

- Antes de colocar el tubo en la centrífuga recuerde limpiar el extremo con una servilleta y aplicar en la parte inferior una pequeña porción de grasa de vacío para evitar atascamiento al momento de extraerlo del taco de la centrífuga.
 - El 50% de giro de la centrífuga asegura que la muestra se centrifugue mínimo a 1500 rpm (revoluciones por minuto).
-
- Coloque en la centrífuga un contra peso (tubo lleno con Xileno o agua) en la posición opuesta a la muestra, cuando el número de muestras sea impar.
 - Detenga la centrífuga girando la perilla a la posición cero (0%) y espere que la muestra deje de girar para sacar el tubo de la centrífuga.
 - Tome nota del volumen de agua separada y del volumen de sedimento acumulado en la parte inferior del tubo y proceda a la sesión del cálculo. Luego anote el resultado en el formato de registro correspondiente.

Para la determinación del porcentaje de emulsiones se sigue los mismos pasos en forma general, tomando en cuenta las siguientes precauciones:

- Realice el ensayo sin demulsificante y sin calentar el tubo de centrífuga
- Evite en lo posible toda contaminación de demulsificante con el tapón
- La fracción emulsionada se localiza en la interface de agua y crudo

APÉNDICE VI

Instrucción para determinar la gravedad api del crudo y diluyente

El procedimiento a realizar es el siguiente:

- Vierta la muestra de crudo en un cilindro metálico, hasta un nivel próximo al tope (aproximadamente 3 cm del tope).

Nota:

- Utilice papel absorbente para eliminar pequeñas porciones de burbujas de espuma que estén presentes en la superficie de la muestra.
- Introduzca el cilindro con la muestra de crudo dentro del baño de atemperamiento, el cual debe estar a una temperatura de 50 ± 1 °C.
- Dejar atemperar la muestra por aproximadamente 30 minutos en el baño de atemperamiento
- Introduzca cuidadosamente el termohidrometro en el cilindro conteniendo la muestra y déjelo flotar libremente en el seno del líquido hasta que este se estabilice.

Nota:

- Para realizar la lectura de gravedad °API espere aproximadamente 20 minutos, una vez introducido el termohidrometro en la muestra.
- Verifique que el termohidrometro no toque las paredes del cilindro.

- Cuando el termohidrometro quede en equilibrio, flotando libremente, lea la gravedad al décimo °API más cercano (0,10 °API) y anótela en el formato de registro correspondiente.
- Para muestras opacas, observe el valor de la gravedad API a un nivel superior a la superficie del líquido leyendo en la cresta del menisco.
- Inmediatamente después de leer la gravedad API, lea la temperatura de la muestra, para esto suba el termohidrometro hasta la escala de temperatura y el extremo superior de la columna de mercurio estará por encima de la boca del cilindro, limpie cuidadosamente la escala del termohidrometro para tomar la lectura.

Nota:

- Reste 0,1 unidades de °API al valor leído para el caso de muestras opacas.
- Tome la lectura de gravedad °API observada y temperatura y anótelas en el formato de registro correspondiente.
- Obtenga los valores de gravedad °API húmedo corrigiendo la temperatura dada a 60 °F y seco corrigiendo con el contenido de agua de la muestra, para ello utilice la tabla correspondiente a la norma ASTM 1250.

Notas:

- Las tablas de la norma ASTM 1250 están colocadas en la carpeta “Tablas de corrección de gravedad °API”
- Para obtener el valor de gravedad °API corregida por temperatura a 60 °F ubique en la tabla ASTM 1250 el valor de °API observada y la temperatura observada, el punto de intersección es el valor de °API corregido a 60 °F.

- La gravedad °API corregida por el contenido de agua se obtiene al interceptar los valores de °API corregidos por temperatura y el contenido de agua presente en la muestra, a este valor se le llama °API seco a 60 °F y es el valor que generalmente se reporta.

APÉNDICE VII
Norma ASTM 1250

Copyright ASTM International
Reproduced by IHS under license with ASTM
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Not for Resale

ASTM D1250 VOL#1 80 ■ 0759510 0013521 5 ■

TABLE 5A, GENERALIZED CRUDE OILS
API CORRECTION TO 60 F

TEMP. F	API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE CORRESPONDING API GRAVITY AT 60 F											TEMP. F
	15.0	15.5	16.0	16.5	17.0	17.5	18.0	18.5	19.0	19.5	20.0	
105.0	12.7	13.2	13.7	14.2	14.6	15.1	15.6	16.1	16.5	17.0	17.5	105.0
105.5	12.7	13.2	13.7	14.1	14.6	15.1	15.6	16.0	16.5	17.0	17.5	105.5
106.0	12.7	13.2	13.6	14.1	14.6	15.1	15.5	16.0	16.5	17.0	17.4	106.0
106.5	12.7	13.1	13.6	14.1	14.6	15.0	15.5	16.0	16.5	16.9	17.4	106.5
107.0	12.6	13.1	13.6	14.1	14.5	15.0	15.5	16.0	16.4	16.9	17.4	107.0
107.5	12.6	13.1	13.6	14.0	14.5	15.0	15.5	15.9	16.4	16.9	17.4	107.5
108.0	12.6	13.1	13.5	14.0	14.5	15.0	15.4	15.9	16.4	16.9	17.3	108.0
108.5	12.6	13.0	13.5	14.0	14.5	14.9	15.4	15.9	16.4	16.8	17.3	108.5
109.0	12.5	13.0	13.5	14.0	14.4	14.9	15.4	15.9	16.3	16.8	17.3	109.0
109.5	12.5	13.0	13.5	13.9	14.4	14.9	15.4	15.8	16.3	16.8	17.2	109.5
110.0	12.5	13.0	13.4	13.9	14.4	14.9	15.3	15.8	16.3	16.7	17.2	110.0
110.5	12.5	12.9	13.4	13.9	14.4	14.8	15.3	15.8	16.3	16.7	17.2	110.5
111.0	12.4	12.9	13.4	13.9	14.3	14.8	15.3	15.8	16.2	16.7	17.2	111.0
111.5	12.4	12.9	13.4	13.8	14.3	14.8	15.3	15.7	16.2	16.7	17.1	111.5
112.0	12.4	12.9	13.3	13.8	14.3	14.8	15.2	15.7	16.2	16.6	17.1	112.0
112.5	12.4	12.8	13.3	13.8	14.3	14.7	15.2	15.7	16.1	16.6	17.1	112.5
113.0	12.3	12.8	13.3	13.8	14.2	14.7	15.2	15.6	16.1	16.6	17.1	113.0
113.5	12.3	12.8	13.3	13.7	14.2	14.7	15.1	15.6	16.1	16.6	17.0	113.5
114.0	12.3	12.8	13.2	13.7	14.2	14.7	15.1	15.6	16.1	16.5	17.0	114.0
114.5	12.3	12.7	13.2	13.7	14.2	14.6	15.1	15.6	16.0	16.5	17.0	114.5
115.0	12.2	12.7	13.2	13.7	14.1	14.6	15.1	15.5	16.0	16.5	17.0	115.0
115.5	12.2	12.7	13.2	13.6	14.1	14.6	15.0	15.5	16.0	16.5	16.9	115.5
116.0	12.2	12.7	13.1	13.6	14.1	14.6	15.0	15.5	16.0	16.4	16.9	116.0
116.5	12.2	12.6	13.1	13.6	14.1	14.5	15.0	15.5	15.9	16.4	16.9	116.5
117.0	12.1	12.6	13.1	13.6	14.0	14.5	15.0	15.4	15.9	16.4	16.8	117.0
117.5	12.1	12.6	13.1	13.5	14.0	14.5	14.9	15.4	15.9	16.4	16.8	117.5
118.0	12.1	12.6	13.0	13.5	14.0	14.4	14.9	15.4	15.9	16.3	16.8	118.0
118.5	12.1	12.5	13.0	13.5	14.0	14.4	14.9	15.4	15.8	16.3	16.8	118.5
119.0	12.1	12.5	13.0	13.5	13.9	14.4	14.9	15.3	15.8	16.3	16.7	119.0
119.5	12.0	12.5	13.0	13.4	13.9	14.4	14.8	15.3	15.8	16.2	16.7	119.5
120.0	12.0	12.5	12.9	13.4	13.9	14.3	14.8	15.3	15.8	16.2	16.7	120.0

* DENOTES EXTRAPOLATED VALUE

API GRAVITY = 15.0 TO 20.0

TABLE 5A, GENERALIZED CRUDE OILS
API CORRECTION TO 60 F

TEMP. F	API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE											TEMP. F
	15.0	15.5	16.0	16.5	17.0	17.5	18.0	18.5	19.0	19.5	20.0	
CORRESPONDING API GRAVITY AT 60 F												
120.0	12.0	12.5	12.9	13.4	13.9	14.3	14.8	15.3	15.8	16.2	16.7	120.0
120.5	12.0	12.5	12.9	13.4	13.9	14.3	14.8	15.3	15.7	16.2	16.7	120.5
121.0	12.0	12.4	12.9	13.4	13.8	14.3	14.8	15.2	15.7	16.2	16.6	121.0
121.5	11.9	12.4	12.9	13.3	13.8	14.3	14.7	15.2	15.7	16.1	16.6	121.5
122.0	11.9	12.4	12.8	13.3	13.8	14.2	14.7	15.2	15.6	16.1	16.6	122.0
122.5	11.9	12.4	12.8	13.3	13.8	14.2	14.7	15.2	15.6	16.1	16.6	122.5
123.0	11.9	12.3	12.8	13.3	13.7	14.2	14.7	15.1	15.6	16.1	16.5	123.0
123.5	11.8	12.3	12.8	13.2	13.7	14.2	14.6	15.1	15.6	16.0	16.5	123.5
124.0	11.8	12.3	12.7	13.2	13.7	14.1	14.6	15.1	15.5	16.0	16.5	124.0
124.5	11.8	12.3	12.7	13.2	13.7	14.1	14.6	15.1	15.5	16.0	16.4	124.5
125.0	11.8	12.2	12.7	13.2	13.6	14.1	14.6	15.0	15.5	16.0	16.4	125.0
125.5	11.7	12.2	12.7	13.1	13.6	14.1	14.5	15.0	15.5	15.9	16.4	125.5
126.0	11.7	12.2	12.6	13.1	13.6	14.0	14.5	15.0	15.4	15.9	16.4	126.0
126.5	11.7	12.2	12.6	13.1	13.6	14.0	14.5	15.0	15.4	15.9	16.3	126.5
127.0	11.7	12.1	12.6	13.1	13.5	14.0	14.5	14.9	15.4	15.9	16.3	127.0
127.5	11.6	12.1	12.6	13.0	13.5	14.0	14.4	14.9	15.4	15.8	16.3	127.5
128.0	11.6	12.1	12.6	13.0	13.5	13.9	14.4	14.9	15.3	15.8	16.3	128.0
128.5	11.6	12.1	12.5	13.0	13.5	13.9	14.4	14.8	15.3	15.8	16.2	128.5
129.0	11.6	12.0	12.5	13.0	13.4	13.9	14.4	14.8	15.3	15.8	16.2	129.0
129.5	11.5	12.0	12.5	12.9	13.4	13.9	14.3	14.8	15.3	15.7	16.2	129.5
130.0	11.5	12.0	12.5	12.9	13.4	13.8	14.3	14.8	15.2	15.7	16.2	130.0
130.5	11.5	12.0	12.4	12.9	13.4	13.8	14.3	14.7	15.2	15.7	16.1	130.5
131.0	11.5	11.9	12.4	12.9	13.3	13.8	14.3	14.7	15.2	15.6	16.1	131.0
131.5	11.5	11.9	12.4	12.8	13.3	13.8	14.2	14.7	15.2	15.6	16.1	131.5
132.0	11.4	11.9	12.4	12.8	13.3	13.7	14.2	14.7	15.1	15.6	16.1	132.0
132.5	11.4	11.9	12.3	12.8	13.3	13.7	14.2	14.6	15.1	15.6	16.0	132.5
133.0	11.4	11.8	12.3	12.8	13.2	13.7	14.2	14.6	15.1	15.5	16.0	133.0
133.5	11.4	11.8	12.3	12.7	13.2	13.7	14.1	14.6	15.1	15.5	16.0	133.5
134.0	11.3	11.8	12.3	12.7	13.2	13.6	14.1	14.6	15.0	15.5	16.0	134.0
134.5	11.3	11.8	12.2	12.7	13.2	13.6	14.1	14.5	15.0	15.5	15.9	134.5
135.0	11.3	11.8	12.2	12.7	13.1	13.6	14.1	14.5	15.0	15.4	15.9	135.0

* DENOTES EXTRAPOLATED VALUE

API GRAVITY = 15.0 TO 20.0

Copyright ASTM International
Reproduced by IHS under license with ASTM
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Not for Resale

APÉNDICE VIII

Corrección de API por contenido de agua

PORCENTAJE DE AGUA	GRAVEDAD OBSERVADA									
	16.00	16.10	16.20	16.30	16.40	16.50	16.60	16.70	16.80	16.90
	GRAVEDAD CORREGIDA POR % AGUA									
1	16.09	16.19	16.29	16.39	16.49	16.59	16.69	16.79	16.89	16.99
2	16.17	16.28	16.38	16.48	16.58	16.69	16.79	16.89	16.99	17.10
3	16.27	16.37	16.47	16.57	16.68	16.78	16.89	16.99	17.09	17.20
4	16.36	16.46	16.57	16.67	16.78	16.88	16.99	17.09	17.20	17.30
5	16.45	16.56	16.66	16.77	16.88	16.98	17.09	17.19	17.30	17.41
6	16.55	16.66	16.76	16.87	16.98	17.08	17.19	17.30	17.41	17.51
7	16.65	16.76	16.86	16.97	17.08	17.19	17.30	17.41	17.52	17.62
8	16.75	16.86	16.97	17.08	17.19	17.30	17.41	17.52	17.63	17.74
9	16.85	16.96	17.07	17.19	17.30	17.41	17.52	17.63	17.74	17.85
10	16.96	17.07	17.18	17.30	17.41	17.52	17.63	17.75	17.86	17.97
11	17.07	17.18	17.29	17.41	17.52	17.64	17.75	17.87	17.99	18.10
12	17.18	17.29	17.41	17.52	17.64	17.76	17.88	17.99	18.11	18.23
13	17.29	17.41	17.52	17.64	17.76	17.88	18.00	18.12	18.24	18.36
14	17.41	17.53	17.64	17.76	17.88	18.01	18.13	18.25	18.37	18.49
15	17.53	17.65	17.77	17.89	18.01	18.14	18.26	18.38	18.50	18.62
16	17.65	17.77	17.89	18.01	18.14	18.27	18.39	18.52	18.64	18.76
17	17.77	17.90	18.02	18.14	18.27	18.39	18.52	18.65	18.78	18.91
18	17.90	18.03	18.15	18.28	18.40	18.53	18.65	18.80	18.93	19.05
19	18.04	18.16	18.29	18.42	18.54	18.67	18.80	18.94	19.07	19.20
20	18.17	18.30	18.43	18.56	18.69	18.82	18.94	19.07	19.20	19.33
21	18.31	18.44	18.57	18.70	18.83	18.96	19.10	19.23	19.36	19.49
22	18.45	18.59	18.72	18.85	18.99	19.12	19.25	19.38	19.52	19.65

Porcentaje de agua	GRAVEDAD OBSERVADA									
	16,00	16,10	16,20	16,30	16,40	16,50	16,60	16,70	16,80	16,90
	GRAVEDAD CORREGIDA									
1	16,09	16,19	16,29	16,39	16,49	16,59	16,69	16,79	16,90	17,00
2	16,17	16,28	16,38	16,48	16,58	16,69	16,79	16,89	16,99	17,10
3	16,27	16,37	16,47	16,58	16,68	16,78	16,89	16,99	17,09	17,20
4	16,36	16,46	16,57	16,67	16,78	16,88	16,99	17,09	17,20	17,30
5	16,45	16,56	16,66	16,77	16,88	16,98	17,09	17,19	17,30	17,41
6	16,55	16,66	16,76	16,87	16,98	17,08	17,19	17,30	17,41	17,51
7	16,65	16,76	16,86	16,97	17,08	17,19	17,30	17,41	17,52	17,62
8	16,75	16,86	16,97	17,08	17,19	17,30	17,41	17,52	17,63	17,74
9	16,85	16,96	17,07	17,19	17,30	17,41	17,52	17,63	17,74	17,85
10	16,96	17,07	17,18	17,30	17,41	17,52	17,63	17,75	17,86	17,97
11	17,07	17,18	17,29	17,41	17,52	17,64	17,75	17,86	17,98	18,09
12	17,18	17,29	17,41	17,52	17,64	17,75	17,87	17,99	18,10	18,22
13	17,29	17,41	17,52	17,64	17,75	17,88	17,99	18,11	18,23	18,34
14	17,41	17,53	17,64	17,76	17,88	18,00	18,12	18,24	18,36	18,47
15	17,53	17,65	17,77	17,89	18,01	18,13	18,25	18,37	18,49	18,61

APÉNDICE IX

Tablas de calibración de tanques



LAGOV. S.A.
ESTACION PRINCIPAL MORICHAL 1
EDO. MONAGAS, VENEZUELA

TANK NUMBER:
55.001

ALTURA TOTAL DE LA CALIBRACION: 40'-10" (BORDE DE LA ESCOTILLA CERCA AL CUERPO DEL TANQUE)

FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.						
0	4	5,363	8	10,968	12	16,575	16	22,182	20	27,791	24	33,401	28	39,012	32	44,624	36	50,237	40	55,849	44	61,462	48	
1	18	5,490	1	11,085	1	16,692	1	22,298	1	27,908	1	33,518	1	39,129	1	44,741	1	50,354	1					
2	36	5,596	2	11,201	2	16,808	2	22,415	2	28,025	2	33,635	2	39,245	2	44,858	2	50,471	2					
3	54	5,713	3	11,318	3	16,925	3	22,532	3	28,142	3	33,752	3	39,363	3	44,975	3	50,588	3					
4	72	5,830	4	11,435	4	17,042	4	22,649	4	28,259	4	33,869	4	39,480	4	45,092	4	50,705	4					
5	90	5,947	5	11,552	5	17,159	5	22,766	5	28,376	5	33,985	5	39,597	5	45,209	5	50,822	5					
6	108	6,063	6	11,669	6	17,276	6	22,883	6	28,493	6	34,102	6	39,714	6	45,325	6	50,939	6					
7	126	6,180	7	11,785	7	17,392	7	23,000	7	28,609	7	34,219	7	39,831	7	45,442	7	51,056	7					
8	144	6,297	8	11,902	8	17,509	8	23,117	8	28,726	8	34,336	8	39,948	8	45,559	8	51,173	8					
9	162	6,414	9	12,019	9	17,626	9	23,233	9	28,843	9	34,453	9	40,065	9	45,676	9	51,290	9					
10	180	6,531	10	12,136	10	17,743	10	23,350	10	28,960	10	34,570	10	40,181	10	45,793	10	51,407	10					
11	198	6,647	11	12,253	11	17,860	11	23,467	11	29,077	11	34,687	11	40,296	11	45,910	11	51,524	11					
12	216	6,764	12	12,370	12	17,976	12	23,584	12	29,194	12	34,804	12	40,415	12	46,027	12	51,641	12					
13	234	6,881	13	12,486	13	18,093	13	23,701	13	29,311	13	34,921	13	40,532	13	46,144	13	51,758	13					
14	252	6,998	14	12,603	14	18,210	14	23,818	14	29,427	14	35,038	14	40,649	14	46,261	14	51,874	14					
15	270	7,114	15	12,720	15	18,327	15	23,935	15	29,544	15	35,159	15	40,766	15	46,378	15	51,991	15					
16	288	7,231	16	12,837	16	18,444	16	24,051	16	29,661	16	35,271	16	40,883	16	46,495	16	52,108	16					
17	306	7,348	17	12,954	17	18,560	17	24,168	17	29,778	17	35,388	17	41,000	17	46,612	17	52,225	17					
18	324	7,465	18	13,070	18	18,677	18	24,285	18	29,895	18	35,505	18	41,117	18	46,729	18	52,342	18					
19	342	7,581	19	13,187	19	18,794	19	24,402	19	30,012	19	35,622	19	41,234	19	46,848	19	52,459	19					
20	360	7,698	20	13,304	20	18,911	20	24,519	20	30,129	20	35,739	20	41,350	20	46,963	20	52,576	20					
21	378	7,815	21	13,421	21	19,028	21	24,636	21	30,246	21	35,856	21	41,467	21	47,080	21	52,693	21					
22	396	7,932	22	13,538	22	19,145	22	24,753	22	30,362	22	35,973	22	41,584	22	47,197	22	52,810	22					
23	414	8,049	23	13,654	23	19,261	23	24,870	23	30,479	23	36,090	23	41,701	23	47,314	23	52,927	23					
24	432	8,165	24	13,771	24	19,378	24	24,986	24	30,596	24	36,207	24	41,818	24	47,431	24	53,044	24					
25	450	8,282	25	13,888	25	19,495	25	25,103	25	30,713	25	36,324	25	41,935	25	47,547	25	53,161	25					
26	468	8,399	26	14,005	26	19,612	26	25,220	26	30,830	26	36,441	26	42,052	26	47,664	26	53,278	26					
27	486	8,516	27	14,122	27	19,729	27	25,337	27	30,947	27	36,557	27	42,169	27	47,781	27	53,395	27					
28	504	8,632	28	14,238	28	19,845	28	25,454	28	31,064	28	36,674	28	42,286	28	47,898	28	53,512	28					
29	522	8,749	29	14,355	29	19,962	29	25,571	29	31,180	29	36,791	29	42,403	29	48,015	29	53,629	29					
30	540	8,866	30	14,472	30	20,079	30	25,688	30	31,297	30	36,908	30	42,520	30	48,132	30	53,746	30					
31	558	8,983	31	14,589	31	20,196	31	25,805	31	31,414	31	37,025	31	42,636	31	48,249	31	53,863	31					
32	576	9,099	32	14,706	32	20,313	32	25,921	32	31,531	32	37,142	32	42,753	32	48,368	32	53,980	32					
33	594	9,216	33	14,823	33	20,429	33	26,038	33	31,648	33	37,259	33	42,870	33	48,483	33	54,096	33					
34	612	9,333	34	14,939	34	20,546	34	26,155	34	31,765	34	37,376	34	42,987	34	48,600	34	54,213	34					
35	630	9,450	35	15,056	35	20,663	35	26,272	35	31,882	35	37,493	35	43,104	35	48,717	35	54,330	35					
36	648	9,567	36	15,173	36	20,780	36	26,389	36	31,999	36	37,610	36	43,221	36	48,834	36	54,447	36					
37	666	9,684	37	15,290	37	20,897	37	26,506	37	32,115	37	37,726	37	43,338	37	48,951	37	54,564	37					
38	684	9,801	38	15,407	38	21,014	38	26,623	38	32,232	38	37,843	38	43,455	38	49,068	38	54,681	38					
39	702	9,917	39	15,523	39	21,130	39	26,739	39	32,349	39	37,960	39	43,572	39	49,185	39	54,798	39					
40	720	10,034	40	15,640	40	21,247	40	26,856	40	32,466	40	38,077	40	43,689	40	49,302	40	54,915	40					
41	738	10,150	41	15,757	41	21,364	41	26,973	41	32,583	41	38,194	41	43,805	41	49,419	41	55,032	41					
42	756	10,267	42	15,874	42	21,481	42	27,090	42	32,700	42	38,311	42	43,922	42	49,536	42	55,149	42					
43	774	10,384	43	15,991	43	21,598	43	27,207	43	32,817	43	38,428	43	44,039	43	49,653	43	55,265	43					
44	792	10,501	44	16,107	44	21,714	44	27,324	44	32,934	44	38,545	44	44,156	44	49,769	44	55,382	44					
45	810	10,618	45	16,224	45	21,831	45	27,441	45	33,050	45	38,662	45	44,273	45	49,886	45	55,499	45					
46	828	10,734	46	16,341	46	21,948	46	27,558	46	33,167	46	38,779	46	44,390	46	49,999	46	55,615	46					
47	846	10,851	47	16,458	47	22,065	47	27,674	47	33,284	47	38,895	47	44,507	47	50,120	47	55,732	47					

CAPACITY IN: BARRILES DE 42 GALONES
FONDO DE CORONA: 0'-0" HASTA 0'-6"

NOTA: PARA VALORES FRACCIONALES ENTRE LA ZONA DE 0 PIES, 0 PULGADAS HASTA 0 PIES, 6 PULGADAS INCLUSIVO, TAL VEZ NO SEAN EXACTOS A CAUSA DE UNA CONCESION PARA FONDO TIPO CORONA. PARA VALORES FRACCIONALES EN ESTA ZONA, INTERPOLEN ENTRE VALORES DE UNA PULGADA.

NOTA: LAS CAPACIDADES REFLEJAN EXPANSION DE LA PARED DEL TANQUE DEBIDO A LA PRESION DEL LIQUIDO A LA 13.5° API Y TEMPERATURA OPERACIONAL DE 175° F.

CALIBRADO: EL 12 DE JUNIO DE 1997 (REEMPLAZA TODAS LAS TABLAS DE CAPACIDAD ANTERIORES.)

CERTIFICAMOS QUE TODAS LAS MEDIDAS Y COMPUTACIONES ESTAN DE ACUERDO CON LAS NORMAS DE API Y ESTAN CORRECTAS SEGUN NUESTRA OPINION.

[Signature]
REPRESENTANTE OFICIAL

[Signature]
INSPECTORATE AMERICA CORPORATION

ISO 9002 ACCREDITED

ALTURA TOTAL DE LA CALIBRACION: 48'-5" (BORDE DE LA ESCOTILLA CERCA AL CUERPO DEL TANQUE)

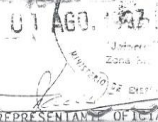
FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.							
0	4	6,452	8	13,225	12	20,001	16	26,778	20	33,559	24	40,340	28	47,123	32	53,908	36	60,695	40	67,482	44	74,272	48		
1	*	21	1	6,593	1	13,366	1	20,142	1	26,919	1	33,700	1	40,481	1	47,265	1	54,049	1	60,836	1	67,624	1	74,413	1
2	*	77	2	6,734	2	13,507	2	20,284	2	27,061	2	33,841	2	40,622	2	47,406	2	54,191	2	60,978	2	67,765	2	74,555	2
3	*	160	3	6,875	3	13,648	3	20,425	3	27,202	3	33,982	3	40,764	3	47,547	3	54,332	3	61,119	3	67,907	3	74,696	3
4	*	267	4	7,016	4	13,790	4	20,566	4	27,343	4	34,124	4	40,905	4	47,689	4	54,473	4	61,260	4	68,048	4	74,838	4
5	*	390	5	7,157	5	13,931	5	20,707	5	27,484	5	34,265	5	41,046	5	47,830	5	54,615	5	61,402	5	68,190	5	74,979	5
6	*	524	6	7,298	6	14,072	6	20,848	6	27,625	6	34,406	6	41,188	6	47,971	6	54,756	6	61,543	6	68,331	6	75,121	6
7	*	665	7	7,439	7	14,213	7	20,989	7	27,767	7	34,547	7	41,329	7	48,113	7	54,898	7	61,685	7	68,472	7	75,262	7
8	*	806	8	7,580	8	14,354	8	21,131	8	27,908	8	34,688	8	41,470	8	48,254	8	55,039	8	61,826	8	68,614	8	75,404	8
9	*	947	9	7,722	9	14,495	9	21,272	9	28,049	9	34,830	9	41,612	9	48,395	9	55,180	9	61,967	9	68,755	9	75,545	9
10	*	1,088	10	7,863	10	14,637	10	21,413	10	28,191	10	34,971	10	41,753	10	48,537	10	55,322	10	62,109	10	68,897	10	75,686	10
11	*	1,229	11	8,004	11	14,778	11	21,554	11	28,332	11	35,113	11	41,894	11	48,678	11	55,463	11	62,250	11	69,038	11	75,828	11
1		1,370	5	8,145	9	14,919	13	21,695	17	28,473	21	35,254	25	42,035	29	48,819	33	55,605	37	62,392	41	69,180	45	75,959	49
2		1,511	1	8,286	1	15,060	1	21,837	1	28,614	1	35,395	1	42,177	1	48,961	1	55,746	1	62,533	1	69,321	1	76,111	1
3		1,652	2	8,427	2	15,201	2	21,978	2	28,756	2	35,536	2	42,318	2	49,102	2	55,887	2	62,674	2	69,463	2	76,252	2
4		1,793	3	8,568	3	15,342	3	22,119	3	28,897	3	35,678	3	42,460	3	49,243	3	56,029	3	62,816	3	69,604	3	76,394	3
5		1,935	4	8,709	4	15,484	4	22,260	4	29,038	4	35,819	4	42,601	4	49,385	4	56,170	4	62,957	4	69,746	4	76,535	4
6		2,076	5	8,850	5	15,625	5	22,401	5	29,180	5	35,960	5	42,742	5	49,526	5	56,312	5	63,099	5	69,887	5	76,677	5
7		2,217	6	8,991	6	15,766	6	22,542	6	29,321	6	36,101	6	42,884	6	49,667	6	56,453	6	63,240	6	70,028	6	76,818	6
8		2,358	7	9,133	7	15,907	7	22,684	7	29,462	7	36,243	7	43,025	7	49,809	7	56,594	7	63,381	7	70,170	7	76,959	7
9		2,499	8	9,274	8	16,048	8	22,825	8	29,603	8	36,384	8	43,166	8	49,950	8	56,736	8	63,523	8	70,311	8	77,101	8
10		2,641	9	9,415	9	16,190	9	22,966	9	29,745	9	36,525	9	43,308	9	50,091	9	56,877	9	63,664	9	70,453	9	77,242	9
11		2,782	10	9,556	10	16,331	10	23,107	10	29,886	10	36,666	10	43,449	10	50,233	10	57,019	10	63,806	10	70,594	10	77,384	10
1		2,923	11	9,697	11	16,472	11	23,248	11	30,027	11	36,808	11	43,590	11	50,374	11	57,160	11	63,947	11	70,736	11	77,525	11
2		3,064	6	9,838	10	16,613	14	23,389	18	30,168	22	36,949	26	43,732	30	50,515	34	57,301	38	64,088	42	70,877	46	77,667	50
3		3,205	1	9,979	1	16,754	1	23,531	1	30,310	1	37,090	1	43,873	1	50,657	1	57,443	1	64,230	1	71,019	1	77,808	1
4		3,347	2	10,120	2	16,895	2	23,672	2	30,451	2	37,231	2	44,014	2	50,798	2	57,584	2	64,371	2	71,160	2	77,950	2
5		3,488	3	10,261	3	17,037	3	23,813	3	30,592	3	37,373	3	44,156	3	50,939	3	57,725	3	64,513	3	71,301	3	78,091	3
6		3,629	4	10,402	4	17,178	4	23,954	4	30,733	4	37,514	4	44,297	4	51,081	4	57,867	4	64,654	4	71,443	4	78,235	4
7		3,770	5	10,544	5	17,319	5	24,095	5	30,875	5	37,655	5	44,438	5	51,222	5	58,008	5	64,795	5	71,584	5	78,374	5
8		3,911	6	10,685	6	17,460	6	24,236	6	31,016	6	37,797	6	44,580	6	51,363	6	58,150	6	64,937	6	71,726	6	78,515	6
9		4,053	7	10,826	7	17,601	7	24,378	7	31,157	7	37,938	7	44,721	7	51,505	7	58,291	7	65,078	7	71,867	7	78,657	7
10		4,194	8	10,967	8	17,742	8	24,519	8	31,298	8	38,079	8	44,862	8	51,646	8	58,432	8	65,220	8	72,009	8	78,798	8
11		4,335	9	11,108	9	17,884	9	24,660	9	31,440	9	38,220	9	45,004	9	51,787	9	58,574	9	65,361	9	72,150	9	78,940	9
1		4,476	10	11,249	10	18,025	10	24,801	10	31,581	10	38,362	10	45,145	10	51,929	10	58,715	10	65,502	10	72,292	10	79,081	10
2		4,617	11	11,390	11	18,166	11	24,942	11	31,722	11	38,503	11	45,286	11	52,070	11	58,857	11	65,644	11	72,433	11	79,223	11
3		4,759	7	11,531	11	18,307	15	25,084	19	31,863	23	38,644	27	45,428	31	52,211	35	58,998	39	65,785	43	72,575	47	79,364	51
4		4,900	1	11,672	1	18,448	1	25,225	1	32,005	1	38,785	1	45,569	1	52,353	1	59,139	1	65,927	1	72,716	1	79,505	1
5		5,041	2	11,813	2	18,589	2	25,366	2	32,146	2	38,927	2	45,710	2	52,494	2	59,281	2	66,068	2	72,857	2	79,647	2
6		5,182	3	11,954	3	18,731	3	25,507	3	32,287	3	39,068	3	45,851	3	52,635	3	59,422	3	66,209	3	72,999	3	79,788	3
7		5,323	4	12,096	4	18,872	4	25,648	4	32,429	4	39,209	4	45,993	4	52,777	4	59,564	4	66,351	4	73,140	4	79,930	4
8		5,464	5	12,237	5	19,013	5	25,789	5	32,570	5	39,350	5	46,134	5	52,918	5	59,705	5	66,492	5	73,282	5	80,071	5
9		5,605	6	12,378	6	19,154	6	25,931	6	32,711	6	39,492	6	46,275	6	53,059	6	59,846	6	66,634	6	73,423	6	80,213	6
10		5,746	7	12,519	7	19,295	7	26,072	7	32,852	7	39,633	7	46,417	7	53,201	7	59,988	7	66,775	7	73,565	7	80,355	7
11		5,887	8	12,660	8	19,437	8	26,213	8	32,994	8	39,774	8	46,558	8	53,342	8	60,129	8	66,917	8	73,706	8	80,497	8
1		6,028	9	12,801	9	19,578	9	26,354	9	33,135	9	39,916	9	46,699	9	53,484	9	60,271	9	67,058	9	73,848	9	80,639	9
2		6,170	10	12,942	10	19,719	10	26,496	10	33,276	10	40,057	10	46,841	10	53,625	10	60,412	10	67,199	10	73,989	10	80,781	10
3		6,312	11	13,084	11	19,860	11	26,637	11	33,417	11	40,198	11	46,982	11	53,766	11	60,553	11	67,341	11	74,130	11	80,923	11

CAPACITY IN: BARRILES DE 42 GALONES

FONDO DE CORONA: 0'-0" HASTA 0'-7"

NOTA: PARA VALORES FRACCIONALES ENTRE LA ZONA DE 0 PIES, 0 PULGADAS HASTA 6 PIES, 7 PULGADAS INCLUSIVE, TAL VEZ NO SEAN EXACTOS A CAUSA DE UNA CONCESION PARA FONDO TIPO CORONA. PARA VALORES FRACCIONALES EN ESTA ZONA, INTERPOLEN ENTRE VALORES DE UNA PULGADA.

NOTA: LAS CAPACIDADES REFLEJAN EXPANSION DE LA PARED DEL TANQUE, DEBIDO A LA PRESION DEL LIQUIDO A LA 13.5° API Y TEMPERATURA OPERACIONAL DE 175° F.



CALIBRADO: EL 12 DE JUNIO DE 1997 (REEMPLAZA TODAS LAS TABLAS DE CAPACIDAD ANTERIORES.)

CERTIFICAMOS QUE TODAS LAS MEDIDAS Y COMPUTACIONES ESTAN DE ACUERDO CON LAS NORMAS DE API Y ESTAN CORRECTAS SEGUN NUESTRA OPINION.

INSPECTATE AMERICA CORPORATION

FORM INCH V #2 7/98



PDVSA PETROLEO S. A.
ESTACION PRINCIPAL MORICHAL-1 (EPM-1)
EDO. MONAGAS, VENEZUELA

TANK NO. 80.002
INNAGE TABLE

ALtura TOTAL DE LA CAIBRACION: 49'-11 1/8" (BORDE DE LA ESCOTILLA CERCA AL CUERPO DEL TANQUE)

Table with 30 columns (FT, BARRILES) and 49 rows representing tank height measurements. Columns are grouped in pairs (FT, BARRILES) for each of the 15 feet intervals. The table shows a linear relationship between height and volume, with a final row for fractions of a barrel.

CAPACIDAD EN BARRILES DE 42 GALONES

NOTA: FONDO DEL TANQUE CONSIDERADO PLANO AL MONUMENTO DE LA CALIBRACION.

NOTA: LAS CAPACIDADES REFLEJAN EXPANSION DE LA PERAD DEL TANQUE DEBIDO A LA PRESION DEL LIQUIDO A LA 19.5 *API Y TEMPERATURA OPERACIONAL DE 160 *F.

NOTA: LA TABLA DE CAPACIDAD SE EXTIENDE A LA ALtura TOTAL DEL CASO DEL TANQUE.



REPRESENTANTE MEM

CERTIFICAMOS QUE TODAS LAS MEDIDAS Y COMPUTACIONES ESTAN DE ACUERDO CON LAS NORMAS DE API Y ESTAN CORRECTAS SEGUN NUESTRA OPINION.

CALIBRADO: EL 10 DE MAYO DE 2004

INSPECTORATE AMERICANA CORPORATION
INSPECTORATE DE VENEZUELA, C.A.

INSPECTORATE
ISO 9002 ACCREDITED

LAGO EN, S.A.
ESTACION PRINCIPAL MORICHAL 1
EDO. MONAGAS, VENEZUELA

TANK NUMBER:
80.003

ALTURA TOTAL DE LA CALIBRACION: 47'-5 3/8" (BORDE DE LA ESCOTILLA CERCA AL CUERPO DEL TANQUE)

FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.	FT.							
0																										
1	*	26	1	6,684	1	13,321	12	20,101	16	26,882	20	33,666	24	40,451	28	47,237	32	54,025	36	60,815	40	67,606	44	74,398	48	
2	*	98	2	6,826	2	13,603	2	20,384	2	27,165	2	33,949	2	40,733	2	47,520	2	54,308	2	61,098	2	67,889	2	74,681	2	
3	*	203	3	6,967	3	13,744	3	20,525	3	27,306	3	34,090	3	40,875	3	47,662	3	54,450	3	61,240	3	68,030	3	74,822	3	
4	*	331	4	7,108	4	13,886	4	20,666	4	27,448	4	34,231	4	41,016	4	47,803	4	54,591	4	61,381	4	68,172	4	74,964	4	
5	*	470	5	7,249	5	14,027	5	20,808	5	27,589	5	34,373	5	41,158	5	47,944	5	54,733	5	61,523	5	68,313	5	75,105	5	
6		611	6	7,390	6	14,168	6	20,949	6	27,730	6	34,514	6	41,299	6	48,086	6	54,874	6	61,664	6	68,455	6	75,247	6	
7		752	7	7,532	7	14,309	7	21,090	7	27,872	7	34,655	7	41,440	7	48,227	7	55,015	7	61,805	7	68,596	7	75,388	7	
8		894	8	7,673	8	14,451	8	21,231	8	28,013	8	34,797	8	41,582	8	48,369	8	55,157	8	61,947	8	68,738	8	75,529	8	
9		1,035	9	7,814	9	14,592	9	21,373	9	28,154	9	34,938	9	41,723	9	48,510	9	55,298	9	62,088	9	68,879	9	75,671	9	
10		1,176	10	7,955	10	14,733	10	21,514	10	28,296	10	35,079	10	41,865	10	48,651	10	55,440	10	62,230	10	69,021	10	75,812	10	
11		1,317	11	8,096	11	14,874	11	21,655	11	28,477	11	35,221	11	42,006	11	48,793	11	55,581	11	62,371	11	69,162	11	75,954	11	
12		1,458	12	8,237	12	15,016	13	21,796	17	28,578	21	35,362	25	42,147	29	48,934	33	55,723	37	62,513	41	69,304	45	76,095	49	
13	*	1,600	1	8,379	1	15,157	1	21,938	1	28,720	1	35,503	1	42,289	1	49,076	1	55,864	1	62,654	1	69,445	1	76,237	1	
14		1,741	2	8,520	2	15,298	2	22,079	2	28,861	2	35,645	2	42,430	2	49,217	2	56,006	2	62,796	2	69,587	2	76,378	2	
15		1,882	3	8,661	3	15,440	3	22,220	3	29,002	3	35,786	3	42,571	3	49,358	3	56,147	3	62,937	3	69,728	3	76,520	3	
16		2,023	4	8,802	4	15,581	4	22,361	4	29,144	4	35,927	4	42,713	4	49,500	4	56,289	4	63,079	4	69,870	4	76,661	4	
17		2,165	5	8,943	5	15,722	5	22,503	5	29,285	5	36,069	5	42,854	5	49,641	5	56,430	5	63,220	5	70,011	5	76,803	5	
18		2,306	6	9,085	6	15,863	6	22,644	6	29,426	6	36,210	6	42,996	6	49,783	6	56,572	6	63,362	6	70,153	6	76,944	6	
19		2,447	7	9,226	7	16,005	7	22,785	7	29,568	7	36,351	7	43,137	7	49,924	7	56,713	7	63,503	7	70,294	7	77,086	7	
20		2,588	8	9,367	8	16,146	8	22,927	8	29,709	8	36,493	8	43,278	8	50,065	8	56,854	8	63,644	8	70,436	8	77,227	8	
21		2,730	9	9,508	9	16,287	9	23,068	9	29,850	9	36,634	9	43,420	9	50,207	9	56,996	9	63,786	9	70,577	9	77,369	9	
22		2,871	10	9,649	10	16,428	10	23,209	10	29,992	10	36,775	10	43,561	10	50,348	10	57,137	10	63,927	10	70,719	10	77,510	10	
23		3,012	11	9,791	11	16,570	11	23,350	11	30,133	11	36,917	11	43,703	11	50,489	11	57,279	11	64,069	11	70,860	11	77,652	11	
24		3,154	12	9,932	12	16,711	14	23,492	18	30,274	22	37,058	26	43,844	30	50,631	34	57,420	38	64,210	42	71,002	46	77,793	50	
25		3,295	1	10,073	1	16,852	1	23,633	1	30,416	1	37,199	1	43,985	1	50,772	1	57,562	1	64,352	1	71,143	1	77,935	1	
26		3,436	2	10,214	2	16,993	2	23,774	2	30,557	2	37,341	2	44,127	2	50,914	2	57,703	2	64,493	2	71,285	2	78,076	2	
27		3,577	3	10,355	3	17,135	3	23,915	3	30,698	3	37,482	3	44,268	3	51,055	3	57,845	3	64,635	3	71,426	3	78,218	3	
28		3,719	4	10,496	4	17,276	4	24,057	4	30,840	4	37,623	4	44,410	4	51,196	4	57,986	4	64,776	4	71,568	4	78,359	4	
29		3,860	5	10,638	5	17,417	5	24,198	5	30,981	5	37,765	5	44,551	5	51,338	5	58,128	5	64,918	5	71,709	5	78,501	5	
30		4,001	6	10,779	6	17,558	6	24,339	6	31,122	6	37,906	6	44,692	6	51,479	6	58,269	6	65,059	6	71,851	6	78,643	6	
31		4,143	7	10,920	7	17,700	7	24,480	7	31,264	7	38,047	7	44,834	7	51,621	7	58,410	7	65,201	7	71,992	7	78,785	7	
32		4,284	8	11,061	8	17,841	8	24,622	8	31,405	8	38,189	8	44,975	8	51,762	8	58,552	8	65,342	8	72,134	8	78,927	8	
33		4,425	9	11,202	9	17,982	9	24,763	9	31,546	9	38,330	9	45,117	9	51,903	9	58,693	9	65,483	9	72,275	9	79,069	9	
34		4,566	10	11,344	10	18,124	10	24,904	10	31,688	10	38,471	10	45,258	10	52,045	10	58,835	10	65,625	10	72,417	10	79,211	10	
35		4,708	11	11,485	11	18,265	11	25,046	11	31,829	11	38,613	11	45,399	11	52,186	11	58,976	11	65,766	11	72,558	11	79,353	11	
36		4,849	12	11,626	12	18,406	15	25,187	19	31,970	23	38,754	27	45,541	31	52,328	35	59,118	39	65,908	43	72,700	47	79,496	51	
37		4,990	1	11,767	1	18,547	1	25,328	1	32,112	1	38,895	1	45,682	1	52,469	1	59,259	1	66,049	1	72,841	1	79,639	1	
38		5,131	2	11,908	2	18,689	2	25,469	2	32,253	2	39,037	2	45,824	2	52,611	2	59,401	2	66,191	2	72,983	2	79,782	2	
39		5,272	3	12,050	3	18,830	3	25,611	3	32,394	3	39,178	3	45,965	3	52,752	3	59,542	3	66,332	3	73,124	3	79,924	3	
40		5,414	4	12,191	4	18,971	4	25,752	4	32,536	4	39,319	4	46,106	4	52,894	4	59,684	4	66,474	4	73,266	4	80,066	4	
41		5,555	5	12,332	5	19,112	5	25,893	5	32,677	5	39,461	5	46,248	5	53,035	5	59,825	5	66,615	5	73,407	5	80,208	5	
42		5,696	6	12,473	6	19,254	6	26,035	6	32,818	6	39,602	6	46,389	6	53,177	6	59,967	6	66,757	6	73,549	6	80,350	6	
43		5,837	7	12,614	7	19,395	7	26,176	7	32,960	7	39,744	7	46,530	7	53,318	7	60,108	7	66,898	7	73,690	7	80,492	7	
44		5,978	8	12,755	8	19,536	8	26,317	8	33,101	8	39,885	8	46,672	8	53,459	8	60,249	8	67,040	8	73,832	8	80,634	8	
45		6,120	9	12,897	9	19,677	9	26,458	9	33,242	9	40,026	9	46,813	9	53,601	9	60,391	9	67,181	9	73,973	9	80,776	9	
46		6,261	10	13,038	10	19,819	10	26,600	10	33,384	10	40,168	10	46,955	10	53,742	10	60,532	10	67,323	10	74,115	10	80,918	10	
47		6,402	11	13,179	11	19,960	11	26,741	11	33,525	11	40,309	11	47,096	11	53,884	11	60,674	11	67,464	11	74,256	11	81,060	11	
48																										
49																										

CAPACIDAD IN: BARRILES DE 42 GALONES

FONDO DE CORONA: 0'-0" HASTA 0'-5"

NOTA: PARA VALORES FRACCIONALES ENTRE LA ZONA DE 0'-PIES, O PULGADAS HASTA 0 PIES, 5 PULGADAS INCLUSIVO, TAL VEZ NO SEAN EXACTOS A CAUSA DE UNA CONCESION PARA FONDO TIPO CORONA. PARA VALORES FRACCIONALES EN ESTA ZONA, INTERPOLEN ENTRE VALORES DE UNA PULGADA.

NOTA: LAS CAPACIDADES REFLEJAN EXPANSION DE LA PARED DEL TANQUE DEBIDO A LA PRESION DEL LIQUIDO A LA 13.5° API Y TEMPERATURA OPERACIONAL DE 175° F.

CALIBRADO: EL 11 DE JUNIO DE 1997 (REEMPLAZA TODAS LAS TABLAS DE CAPACIDAD ANTERIORES.)

CERTIFICAMOS QUE TODAS LAS MEDIDAS Y COMPUTACIONES ESTAN DE ACUERDO CON LAS NORMAS DE API Y ESTAN CORRECTAS SEGUN NUESTRA OPINION.



REP. REPRESENTANTE OFICIAL

U1 A60. 1537

INSPECTORATE AMERICA CORPORATION

APÉNDICE X

Imágenes de los tanques y transmisores de presión hidrostática.

TK 55-1



TK 55-2



TK 80-1



TK 80-2



TK 80-3



TK 80-4



Transmisor del TK 80-2



Transmisor del TK 80-4

