



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE TECNOLOGÍA DE PETRÓLEOS

**ANÁLISIS DESCRIPTIVO DEL PROCESO DE FISCALIZACIÓN
Y TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE CRUDO DE LA
ENTIDAD DE CONTROL (ARCH), ENTRE LOS PUNTOS DEL
TERMINAL MARÍTIMO DE BALAO A REFINERÍA
ESMERALDAS, GERENCIA DE REFINACIÓN EPP**

**TESIS DE GRADO PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
TECNÓLOGO DE PETRÓLEOS**

ELABORADO POR: MARCOS MANUEL CEDEÑO REA

DIRECTOR: ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ GRANJA

QUITO – ECUADOR

2014

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **Marcos Manuel Cedeño Rea**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Marcos Manuel Cedeño Rea
C.I. 0803260827

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Análisis Descriptivo del Proceso de Fiscalización y Transferencia de Custodia de crudo de la Entidad de Control (ARCH), entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP**”, que, para aspirar al título de **Tecnólogo de Petróleos** fue desarrollado por el **Sr. Marcos Manuel Cedeño Rea**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. Benjamín Hincapié

C.I. 080085275-8

DIRECTOR DEL TRABAJO

CARTA DE LA EMPRESA

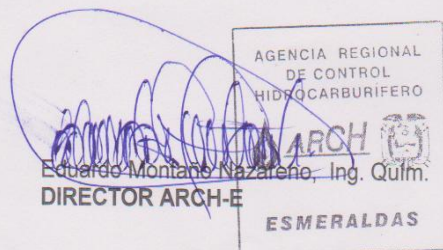


QUIEN SUSCRIBE, A PETICIÓN DEL INTERESADO.

CERTIFICA

QUE EL SEÑOR **MARCOS MANUEL CEDEÑO REA**, CON CÉDULA DE CIUDADANÍA Nro. 0803260827, REALIZÓ LA TESIS DE GRADO CON EL TEMA: "ANÁLISIS DESCRIPTIVO DEL PROCESO DE FISCALIZACIÓN Y TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE CRUDO DE LA ENTIDAD DE CONTROL (ARCH), ENTRE LOS PUNTOS DEL TERMINAL MARÍTIMO DE BALAO A REFINERÍA ESMERALDAS, GERENCIA DE REFINACIÓN EPP", EN LA AGENCIA DE CONTROL Y REGULACIÓN HIDROCARBURIFERO ESMERALDAS (ARCH-E), EN EL PROCESO DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO.

Esmeraldas, 1 de abril del 2014



DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico primeramente a Dios, por ser el principal guía y promotor de darme valor y sabiduría para culminar con éxito mi carrera.

A mis padres Marco Cedeño y Marlene Rea por ser los pilares fundamentales, en los cuales me he apoyado en todo este trayecto de superación personal y profesional, por ser los ejes de motivación, los cuales día a día se han esforzado por darme lo mejor.

A mi señora esposa, Gema Menéndez, mi mejor compañera, la cual desde el primer momento en que nos conocimos me apoyo en las buenas y en las malas, para poder lograr este adeudo, fruto de mi superación.

A mi hija Fiorella, por ser mi fuente de inspiración y por darme todas las fuerzas necesarias para lograr esta meta tan anhelada, que desde un principio la llevaba en mi mente y en mi corazón.

A mis hermanos Xavier, Andrés y Alex por ser mis mejores compañeros en el trayecto de la vida y por ser intercesores de mi felicidad.

A mis abuelos Manuel Y Rufina Rea, por darme esos buenos consejos de superación para triunfar en la vida.

A mis maestros en general, los cuales fueron mis mentores, que gracias a sus conocimientos bien cimentados, supieron formarme como profesional, dándome cátedras que gracias a sus experiencias en cuanto a todos los ámbitos se refiere, confiaron en mis capacidades, destrezas y habilidades, de ser parte de esta gran familia que es la de ser petrolero.

Por último a tan prestigiosa Universidad Tecnológica Equinoccial, que desde el primer momento en que pise su entorno, supe que esta era mi casa de educación profesional, llena de vocación, llena de espíritu y sobre todo llena de sabiduría, palabras de excelencia que perduraran en mi vida.

AGRADECIMIENTO

Agradezco una vez más a Dios, por ser mi más grande mentor, el cual siempre me guió dándome la fortaleza de seguir luchando cada día para alcanzar la superación, orgullo de mi dedicación y esfuerzo durante el trayecto de mi formación.

Al Ing. Jorge Viteri Decano de la Facultad Ingeniería y al Subdecano Ing. Bolívar Haro, por su apoyo moral y ético.

Al Ing. Raúl Baldeón por su orientación e ideas recibidas y por ser guía técnico, en cuanto a inquietudes funcionales y operacionales se refería.

Al Ing. Fausto Ramos y al Ing. Roger Peñaherrera por brindarme los instrumentos necesarios que me ayudaron como guía en la realización de mi tesis.

Al Ing. Benjamín Hincapié por ser mi colaborador y director de tesis, el cual me orientó durante el trayecto de la realización de mi tesis de grado, dándome consejos técnicos e ideas que han ayudado a que culmine mi carrera con éxito.

Por último, mi voz de agradecimiento a tan prestigiosa empresa que desde el primer momento me abrió sus puertas, dándome todo el apoyo que estaba a su alcance, esta es la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), Regional Esmeraldas, liderada por el Ing. Eduardo Montaña, pionera en cuanto a control y regulación de hidrocarburos a nivel nacional se refiere; gracias a esta institución pública pude llenarme de conocimientos experimentales y laborales a la vez, dentro de la cual palpé arduamente el esfuerzo de sus colaboradores que desempeñaban sus funciones con tan rigurosa credibilidad y responsabilidad en favor de la sociedad ecuatoriana.

ÍNDICE GENERAL

CARÁTULA	II
DERECHOS DE REPRODUCCIÓN	III
DECLARACIÓN PERSONAL	IV
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS	V
CARTA DE LA EMPRESA	VI
DEDICATORIA.....	VII
AGRADECIMIENTO.....	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE CONTENIDOS	X
ÍNDICE DE TABLAS	XVI
ÍNDICE DE FIGURAS	XVII
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	XX
ÍNDICE DE ANEXOS	XXII
RESUMEN	XXIII
SUMMARY	XXV

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO I.....	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 PROBLEMA.....	3
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.3 OBJETIVOS.....	4
1.3.1 Objetivo General	4
1.3.2 Objetivos Específicos.....	4
1.4 METODOLOGÍA	5
1.4.1 Diseño o Tipo de Investigación.....	5
1.4.2 Métodos de Investigación	5
1.4.3 Técnicas de Investigación.....	6
1.5 HIPÓTESIS.....	6
1.6 VARIABLES.....	7
1.6.1 Variables Dependientes.....	7
1.6.2 Variables Independientes.....	7
1.7 MARCO DE REFERENCIA.....	7
1.7.1 Marco Teórico	7
1.7.1.1 Antecedentes	7
1.7.2 Bases Teóricas	11
1.7.3 Marco Conceptual.....	12
CAPÍTULO II.....	14
2. LEY DE HIDROCARBUROS	14
CAPÍTULO III.....	18

3. ESTATUTO ORGÁNICO DE LA ARCH.....	18
3.1 CREACIÓN DE LA ARCH	18
3.2 MISIÓN Y VISIÓN	18
3.3 OBJETIVOS INSTITUCIONALES	19
3.4 VALORES INSTITUCIONALES	19
3.5 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL	21
3.5.1 Estrategias Institucionales	21
3.5.2 Organigrama ARCH	23
3.5.3 Mapa de Procesos ARCH	24
3.6 DEPENDENCIAS.....	25
3.6.1 Dirección Ejecutiva	25
3.6.2 Dirección Regulación y Normativa	29
3.6.3 Dirección de Control Técnico Hidrocarburífero	31
3.6.4.Dirección de Control Técnico y Fiscalización de Derivados, GLP y Gas Natural	37
3.6.5 Dirección de Auditoría de Hidrocarburos y Control Económico	41
3.6.6Centro de Monitoreo y Control Hidrocarburífero	44
3.6.7 Dirección Jurídica, Trámite de Infracciones y Coactivas	46
3.6.8 Dirección de Programación.....	48
3.6.9 Dirección de Coordinación Interinstitucional	50
3.6.10 Dirección Administrativa Financiera.....	53
CAPÍTULO IV	55
4.TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	55
4.1 TRANSPORTACIÓN DEL PETRÓLEO	55
4.1.1 Transporte por Tierra	57
4.1.1.1 Oleoductos	57

4.1.1.2	Poliductos	61
4.1.1.3	Gasoductos	62
4.1.1.4	Auto Tanques Especiales	66
4.1.2	Transporte por Mar	68
4.1.2.1	Carga y Descarga de Buques	72
4.2	ALMACENAMIENTO DEL PETRÓLEO	86
4.2.1	Tipos de Almacenamiento	86
4.2.1.1	Almacenamiento del Bruto	87
4.2.1.2	Almacenamiento en la Refinería	87
4.2.1.3	Almacenamiento de Distribución	87
4.2.1.4	Almacenamiento de Reserva	88
4.2.2	Tanques de Almacenamiento	88
4.2.2.1	Clasificación de los Tanques.	88
4.2.2.2	Forma de los Tanques.	90
4.2.2.3	Uso de los Tanques. Tipos de Techos y Aplicación en la Industria.	91
4.2.2.4	Productos que Almacenan: Crudos Livianos, Crudos Pesados, Productos Licuados del Petróleo.	93
4.2.2.5	Elementos Principales de los Tanques	94
4.2.2.6	Aspectos Básicos de Seguridad en Operación y Mantenimiento de Tanques de Almacenamiento de Crudos.	98
	CAPÍTULO V	109
	5. MEDICIÓN EN LA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE CRUDO	109
5.1	TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE CRUDO	109
5.1.1	Introducción	109
5.1.2	Transferencia de Custodia	109

5.1.3 Medición en la Transferencia de Custodia	110
5.1.4 Volumen Estándar Neto.	111
5.2 MEDICIÓN EN LA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA - OLEODUCTOS	112
5.2.1 Introducción	112
5.2.2 Medición	112
5.2.2.1 Efectos de la Temperatura y Presión	113
5.2.2.2 Corrección de Volumen por Efectos de la Temperatura	114
5.2.2.3 Corrección de Volumen por Efectos de la Presión	115
5.2.3 Tipos de Medidores	116
5.2.3.1 Medidores con Turbina	116
5.2.3.2 Medidores de Desplazamiento Positivo	118
5.2.4 Muestreo desde una Tubería.	123
5.2.5 Recopilación de Datos de Temperatura y Presión.	124
5.3 MEDICIÓN EN CONTROL DE INVENTARIO - TANQUES DE ALMACENAMIENTO	124
5.3.1 Introducción	124
5.3.2 Normas	125
5.3.3 Conceptos.....	126
5.3.3.1 Cinta de Medición (Cinta de Aforo) y Plomada	126
5.3.3.2 Medición.....	128
5.3.3.3 Métodos de Medición para Tanques Estacionarios	128
5.3.3.3.1 Medición Indirecta del Nivel del Líquido (Medición al Vacío)	128
5.3.3.3.2 Medición Directa del Nivel del Líquido (Medición a Fondo).....	130
5.3.3.4 Telemedición:	132

5.3.3.5 Pasta de Aforo (Pasta Indicadora de Producto)	133
5.3.3.6 Punto de Aforo del Tanque	134
5.3.3.7 Punto de Referencia o Medición	134
5.3.3.8 Altura de Referencia	134
5.3.3.9 Escotilla de Medición	134
5.3.3.10 Zona Crítica	135
5.3.3.11 Aforo	135
5.3.3.12 Tablas de Aforo.....	136
5.3.3.13 Termómetro Tipo Copa.....	138
5.3.3.14 Termómetro Electrónico Portátil	139
5.3.3.15 Densidad	140
5.3.3.16 Muestreo	141
5.3.3.17 Centrifugación	143
5.3.3.18 Prueba de Claridad 40 o Turbidez	144
5.3.3.19 Prueba del Azufre	145
5.3.3.20 Agua Libre.....	146
5.3.3.21 Agua Suspendida y Sedimento (BS & W)	146
5.3.4 Responsabilidades.....	147
5.3.5 Descripción Procedimiento - Medición Estática	148
5.3.5.1 Condiciones Generales.....	148
5.3.5.2 Procedimientos	151
5.3.5.2.1 Medición Indirecta o al Vacío (Outage Gauge)	151
5.3.5.2.2 Medición Directa o de Fondo (Innage Gauge)	155
5.3.5.2.3 Medición de Agua Libre (Innage Gauge)	158
CAPÍTULO VI	162
6. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS	162

6.1 REPORTE DE CANTIDAD	162
6.1.1 Procedimiento de Cálculo de Cantidad.....	162
6.1.2 Cálculo de cantidad por medición manual de tanque	165
6.1.2.1 Datos de Campo	165
6.1.2.2 Datos de Laboratorio	166
6.1.2.3 Cálculo del Nivel de Producto/Agua Libre	166
6.1.2.4 Cálculo del TOV/GOV	166
6.1.2.5 Cálculo del CTSh	170
6.1.2.6 Cálculo del FRA	171
6.1.2.7 Cálculo del GOV Ajustado	171
6.1.2.8 Cálculo del VCF por tabla – 6 ^a	172
6.1.2.9 Cálculo del factor de corrección CTL/VCF	172
6.1.2.10 Cálculo del GSV	173
6.1.2.11 Cálculo del NSV	173
6.1.2.12 Volumen Transferido	174
CAPÍTULO VII	176
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	176
7.1 CONCLUSIONES	176
7.2 RECOMENDACIONES	177
7.3 GLOSARIO	179
7.4 BIBLIOGRAFÍA	194
7.5 ANEXOS	198

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. Agencias Regionales de la ARCH en el Ecuador	8 - 9
TABLA 2. Clasificación de Ductos según la Sustancia que Transporta	58
TABLA 3. Clasificación de Productos según su Almacenaje en Tanques ...	93
TABLA 4. Aplicación de Factores de Corrección de Presión y Temperatura según el Hidrocarburo.....	115
TABLA 5. Error de Medición de 1 mm y 1 cm en una medición estática de un Tanque.....	131
TABLA 6. Datos de Campo de Medición de volumen de un Tanque X.....	165 - 166
TABLA 7. Cálculo de Nivel de Producto / Agua Libre en un Tanque X.....	166
TABLA 8. Fracción en cm, volumen de crudo en un Tanque X	168
TABLA 9. Fracción en mm, volumen de crudo en un Tanque X	168
TABLA 10. Datos de Fondo del Tanque X.....	169
TABLA 11. Cálculo del Volumen Total Observado (TOV), Volumen de Agua Libre (FWV) y Volumen Bruto Observado (GOV)	169
TABLA 12. Coeficientes de Expansión Térmica del material de construcción del Tanque X.....	170

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. Organigrama Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero del Ecuador.....	23
FIGURA 2. Mapa de Procesos Institucionales Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero del Ecuador	24
FIGURA 3. Oleoducto Vía Winchele Esmeraldas	58
FIGURA 4. Poliducto Shushufindi – Quito, vía Chalpi.	62
FIGURA 5. Gasoducto Monteverde – Pascuales (Guayaquil)	64
FIGURA 6. Autotanque – Área Llenaderas de Productos Limpios, Esmeraldas	67
FIGURA 7. Buque Tanque Golden Energy - Arribo Esmeraldas	68
FIGURA 8. Operación de deslastrado sobre línea de flotación	73
FIGURA 9. Detector de Interfaz Agua – Aceite, T2000-TSS-02, para Buque Tanques.....	74
FIGURA 10. Entramado de tubos sobre la cubierta de un Buque Tanque ...	75
FIGURA 11. Caja de Fangos, para retención de residuos sólidos	75
FIGURA 12. Disposición de la Boca de Campana en el Fondo del Tanque de un Buque Tanque	76
FIGURA 13. Válvula de Compuerta.....	77
FIGURA 14. Válvula de Mariposa.....	78
FIGURA 15. Válvula de Globo	78
FIGURA 16. Líneas de carga de crudo de Fondo de un Buque Tanque	79
FIGURA 17. Esquema Válvulas de Llenado de un Buque Tanque.....	80
FIGURA 18. Cámara de Bombas de un Buque Tanque	81

FIGURA 19. Sistema de Agotamiento de los Tanques en un Buque.....	82
FIGURA 20. Monitoreo, Control de Carga, Descarga y Lastrado de un Buque	82
FIGURA 21. Esquema Líneas de Cubierta en un Buque Tanque.....	84
FIGURA 22. Esquema Sistema de Lavado con Crudo en un Buque Tanque	85
FIGURA 23. Esquema Líneas de Gas Inerte en un Buque Tanque	85
FIGURA 24. Tipos de Tanques de Almacenamiento según su Forma	91
FIGURA 25. Tanque con Techo Cónico	91
FIGURA 26. Tanques con Techo Flotante.....	92
FIGURA 27. Tanque Cilíndrico Horizontal	92
FIGURA 28. Tanque Cilíndrico Vertical con Techo Geodésico	93
FIGURA 29. Medidores de Desplazamiento Positivo en una unidad LACT.	113
FIGURA 30. Medidor con Turbina	116
FIGURA 31. Condiciones en la Precisión de Medición en un medidor con turbina.....	118
FIGURA 32. Retención Directa del Medidor de Desplazamiento Positivo ..	119
FIGURA 33. Probador Bidireccional en una unidad LACT	121
FIGURA 34. Válvula de Cuatro Vías en una unidad LACT	122
FIGURA 35. Muestreador de Autoflujo de un Probador Bidireccional	124
FIGURA 36. Cinta y Plomada para medición estática de Tanques	127
FIGURA 37. Medición al Vacío de un Tanque de Almacenamiento	129
FIGURA 38. Aforador Hidrostático.....	132
FIGURA 39. Servo – Aforador de Nivel.....	132

FIGURA 40. Radar en un Tanque de Almacenamiento	133
FIGURA 41. Pasta de Aforo para medición de nivel de producto	134
FIGURA 42. Puntos de medición en un Tanque.....	135
FIGURA 43. Aforo de Tanque.....	136
FIGURA 44. Tabla de Aforo Típica de un Tanque TM10-TK1-001A	137
FIGURA 45. Termómetro Tipo Copa	138
FIGURA 46. Termómetro Electrónico	139
FIGURA 47. Termohidrómetro.....	141
FIGURA 48. Tomamuestras	143
FIGURA 49. Proceso de Centrifugación	143
FIGURA 50. Prueba de Claridad 40	144
FIGURA 51. Prueba de azufre con la Cinta de Cobre	146
FIGURA 52. Agua Suspendida y Sedimento (BS&W)	147
FIGURA 53. Medición a Vacío en un Tanque de Almacenamiento.	154
FIGURA 54. Medición a Fondo en un Tanque de Almacenamiento	158
FIGURA 55. Medición de Agua Libre en un Tanque de Almacenamiento ..	161
FIGURA 56. Datos según la Tabla de Aforo de un Tanque X	167
FIGURA 57. Tabla de Corrección API - Temperatura vs Gravedad API.....	171
FIGURA 58. Tabla de Corrección de Volumen - Temperatura vs Gravedad API a 60 °F	172

ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN 1. Factor de Medición para Calibradores	120
ECUACIÓN 2. Diferencia de Porcentaje según los Calibradores	122
ECUACIÓN 3. Factor de Corrección por la Temperatura de la Pared del Tanque, CTSh1.	163
ECUACIÓN 4. Temperatura de la Pared del Tanque, TP1	163
ECUACIÓN 5. Temperatura de la Pared del Tanque, TP2.	163
ECUACIÓN 6. Constante, K.	163
ECUACIÓN 7. Temperatura de la Pared del Tanque, TP3.	164
ECUACIÓN 8. Ajuste del Techo Flotante, FRA.	164
ECUACIÓN 9. Volumen Bruto Estándar, GSV.	165
ECUACIÓN 10. Factor de Corrección por Agua y Sedimento, CS&W.	165
ECUACIÓN 11. Volumen Estándar Neto, NSV1.	165
ECUACIÓN 12. Volumen Estándar Neto, NSV2.	165
ECUACIÓN 13. Cálculo del Volumen Bruto Observado	170
ECUACIÓN 14. Cálculo de la Variación de Temperatura entre el Líquido y el Ambiente	170
ECUACIÓN 15. Factor de Corrección por la Temperatura de la Pared del Tanque, CTSh2.	170
ECUACIÓN 16. Volumen Bruto Observado Ajustado $GOV_{(ajustado)}$	171
ECUACIÓN 17. Constante Del Factor de Corrección para Crudo, β	172

ECUACIÓN 18. Corrección por Temperatura del Líquido, CTL o VCF.	172
ECUACIÓN 19. Volumen Bruto Estándar, GSV.	173
ECUACIÓN 20. Factor de Corrección de Sedimento y Agua, CSW.	173
ECUACIÓN 21. Volumen Neto Estándar, NSV (total).	174
ECUACIÓN 22. Volumen de Agua Libre Transferida, FWV (total).	174

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1. Tanques de Almacenamiento del Terminal Marítimo de Balao .	199
ANEXO 2. Tramo Tubería Terminal Marítimo de Balao a Refinería Estatal de Esmeraldas	200
ANEXO 3. Tanques de Almacenamiento de la Refinería Estatal de Esmeraldas	201
ANEXO 4. Fiscalización por parte de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero	202
ANEXO 5. Contador o Totalizador Smith Meter Inc. – Refinería Estatal de Esmeraldas	203
ANEXO 6. Acta de Inspección ARCH – API 650 y 12B	204
ANEXO 7. Boleta de Medición de Tanques ARCH - Esmeraldas.....	205
ANEXO 8. Boleta de Control y Fiscalización de Construcción de Ductos ..	206
ANEXO 9. Calibración de Probador Bidireccional Terminal Marítimo de Balao– Metrologic - ARCH - OCP	207
ANEXO 10. Informe Diario – Calidad Crudo Recibido en Refinería Estatal de Esmeraldas	208

RESUMEN

El presente trabajo trata sobre la descripción de los procedimientos de fiscalización y transferencia de custodia de crudo de la entidad de control (ARCH), entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP; como parte de estudio a su vez se convierte en un manual, en el cual se unifica la información técnica, basada en los conocimientos adquiridos por los agentes de control que por medio de la experiencia laboral permiten que se garanticen las operaciones de fiscalización y custodia de crudo, siguiendo las normas establecidas para su correcta operación.

El análisis de los procedimientos, nos relata que debe existir un estricto control en cuanto al movimiento de crudo desde su producción hasta su almacenamiento, esto lo hace la Agencia de Regulación Hidrocarburífera del Ecuador, entidad encargada de preservar el derecho económico del país, en cuanto a hidrocarburos se refiere; es así que este medio de información hace referencia a siete capítulos descritos a continuación:

El **CAPÍTULO I**, hace referencia a los objetivos, métodos de investigación y la justificación del porqué se elaboró esta guía de estudio, como parte del aprendizaje práctico – profesional.

El **CAPÍTULO II**, nos presenta el marco legal en el cual está regidas las funciones de la entidad de control ARCH, como ente regulador a nivel nacional.

El **CAPÍTULO III**, nos describe el Estatuto Orgánico de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero del Ecuador, dándonos a conocer como está constituido de acuerdo a sus funciones y departamentos, para el cumplimiento de su rol con su respectiva misión y visión de servicio al país.

El **CAPÍTULO IV**, se refiere a la apreciación que tiene el Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos, desde su producción hasta su comercialización por medio de los transportes adecuados para su importación o exportación, de acuerdo a las necesidades de los clientes o consumidores.

El **CAPÍTULO V**, se concentra específicamente al tema de este trabajo que estipula los procedimientos, métodos, materiales, y normas que se llevan cabo en los procesos de fiscalización y transferencia de custodia de crudo.

El **CAPÍTULO VI**, recaba ciertos análisis de datos que se llevan a cabo en los procesos de fiscalización y transferencia de custodia de crudo, basados en las normas API, ASTM, INEN, etc., establecidas por estudios previos a su utilización en la vida práctica.

El **CAPÍTULO VII**, último capítulo, que concierne a las conclusiones, recomendaciones, anexos y bibliografía, que determinan el hecho de la aplicación del respectivo estudio en este trabajo, la cual finaliza con su contribución a que sea aplicada en lo educativo o en lo profesional, estableciendo responsabilidades en lo que respecta al área o fase de aplicación.

SUMMARY

The present work talk about the description of the audit procedures and custody transfer of crude control entity (ARCH), between the points of the Maritime Terminal Balao to Esmeraldas Refinery, Refining Management EPP; as part of study in turn becomes a manual, in which technical information, based on the knowledge acquired by the control agents that through work experience allow control operations are guaranteed and unifies custody oil, following the rules established for proper operation.

Analysis procedures, tells us that there should be strict controls on the movement of crude oil from production to storage, this makes the Hydrocarbons Regulatory Agency of Ecuador, in charge of preserving the economic law of the country, as refers to hydrocarbons; so this means of information refers to seven chapters described below:

CHAPTER I, refers to the objectives, research methods and justification of why this study guide was developed as part of practical learning - professional.

CHAPTER II, presents the legal framework within which the entity functions ARCH control as regulator is governed nationally.

CHAPTER III, describes the Constitution of the Agency for Regulation and Hydrocarbon Control of Ecuador, known to us as it is constituted according to their functions and departments to fulfill their role with their respective mission and vision of service to the country.

CHAPTER IV, refers to the appreciation that has the Transportation and Storage of Oil, from production to marketing through suitable for import and export transportation, according to the needs of customers or consumers.

CHAPTER V, focuses specifically the topic of this paper that sets forth the procedures, methods, materials, and standards that are carried out in the process control and custody transfer of crude.

CHAPTER VI, collects certain data analysis carried out in the process control and custody transfer of crude oil, based on the API, ASTM, INEN, etc., standards. Established by previous studies on its use in practical life.

CHAPTER VII, last chapter, concerning the findings, recommendations, appendices and bibliography, which determine the fact of the application of the respective study in this work, which ends with his contribution to be applied in education or in professional establishing responsibilities with respect to the area or application phase.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

El aceite de piedra o más conocido como petróleo, nace como producto natural desde los yacimientos que son las cámaras de producción que lo contienen, hasta la superficie. El hidrocarburo, para ser visto a la luz exige que se hagan estudios previos y procedimiento para su extracción, siguiendo por varios procesos como son: exploración, explotación, transporte, industrialización, almacenamiento y comercialización. Este líquido bituminoso parte de los campos de producción, hasta la Refinería, donde se procesa para obtener sus derivados, en los que destacan combustibles, disolventes, gases, alquitranes y plásticos. La gama casi infinita de productos le convierten en uno de los factores más importantes del desarrollo económico y social en todo el mundo.

La alta dependencia que el mundo tiene del petróleo, la inestabilidad que caracteriza al mercado internacional y las fluctuaciones de los precios de este producto, han llevado a que se investiguen energías alternativas, aunque hasta ahora no se ha logrado una opción que realmente lo sustituya.

Siendo un recurso no renovable, pues su aplicación cubre casi el 100% de la energía sustentable del planeta, ya que ningún otro recurso ha tenido la posibilidad de brindar las mismas condiciones para la generación de innovaciones tecnológicas, humanas y ambientales.

Por lo expuesto, el Petróleo es el motor de la economía mundial, es decir que los países productores y consumidores han llegado a tener acuerdos bilaterales en cuanto a lo que se refiere a la comercialización del oro negro; los intereses se han visto reflejados en la calidad de los productos obtenidos del Petróleo, pues a mayor calidad, mejor rendimiento y mejor precio a recibir por las partes negociantes; es así que en el caso del Ecuador como productor y vendedor de petróleo posee los caracteres adecuados en cuanto se refiere a producción, transporte y almacenamiento, industrialización y comercialización, regidos por la entidad pública denominada EP-

PETROECUADOR. A raíz de su creación el estado ha intervenido en el orden de establecer medios en el manejo del crudo en el Ecuador, desde buscar las entidades transnacionales del exterior para su producción hasta su refinado en las diferentes Refinerías del país, y su comercialización hacia los diferentes países del mundo, por vía marítima.

Para el cumplimiento y el orden de sobrellevar la vigilancia adecuada para que los hidrocarburos sean producidos y consumidos legalmente en todos sus aspectos el Estado Ecuatoriano de acuerdo a las normas y estatutos vigentes en la Ley de Hidrocarburos en su artículo 11, se crea la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero como una institución de derecho público adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa - técnica, económica, financiera y patrimonio propio se encarga de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera del Ecuador, siendo así la importancia de éste en todo el país, se logra contribuir a que el desarrollo del Ecuador sea sustentable y transparente.

Esta entidad de control, calificada y regida por la aplicación de normas Nacionales e Internacionales, se ve obligada a poner orden en todos los sentidos del manejo del crudo Ecuatoriano, es así que este trabajo esta direccionado en uno de los tantos puntos de la operación hidrocarburífera, basado en el Análisis Descriptivo y Mejoramiento del Proceso de Transferencia y Custodia de crudo mediante la Fiscalización de la Entidad de Control (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero), entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero demanda exigencias de control de calidad, calidad que se refleja en los procedimientos a los que se someten cada uno de los productos que se transportan para ser comercializados.

Por ende, los procedimientos de fiscalización en la transferencia de custodia del Petróleo, son de carácter legal, ya que de estos depende la satisfacción

del vendedor, como tanto del comprador. El costo potencial de mediciones inexactas es alto. Un terminal de carga de tanques típico puede cargar 100 millones de producto al año. Un error de tan sólo 0.25 por ciento significa una posible pérdida anual al operador del oleoducto de \$250 000. Desde el punto de vista económico es recomendable asegurar que los errores en medición sean lo más bajos como sea posible. De allí la importancia de poder minimizar los factores que determinan una mala evaluación de transferencia de custodia en lo que respecta a mediciones exactas producto de las inobservancias de ciertos procedimientos a seguir y de ciertas normas a cumplir.

Bajo estas exigencias que el Ecuador impone, logramos acreditar y preservar la integridad de los recursos que el Ecuador produce, y a su vez valoriza los estándares que posicionan a nuestro crudo en un ranking alto, confiable y seguro, para que los productos elaborados a partir del Petróleo sean útiles y no perjudiciales para su utilización por la sociedad.

1.1. PROBLEMA

Falta de una guía técnica del Proceso de Fiscalización y Transferencia de Custodia de crudo de la Entidad de Control (ARCH), entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP.

1.2. JUSTIFICACIÓN

El crudo ecuatoriano, base primordial para la economía del país se ha visto en constantes cambios en cuanto a ley se refiere, pues su manipulación en todas las fases desde su producción hasta su comercialización, se enfoca en un sinnúmero de procedimientos técnico-mecánico y humano, encargados del direccionamiento y caracterización del crudo a abastecer, siendo de esta manera el interés de dar a conocer como la Entidad de Control (ARCH), trabaja conjuntamente con otras empresas; ésta enmarca la fiscalización que aprueba los datos reales de cómo debe ser comercializado el crudo, los cuales constan de garantías y permisos para poder solventar las necesidades de los

diferentes mercados y de la sociedad en general, con sustento legal, basado en el Acuerdo-014. RO 280: 26-feb-2004.

Es así que al desarrollar un Análisis Descriptivo del Proceso de Fiscalización y Transferencia de Custodia de crudo de la Entidad de Control (ARCH), entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP, damos a conocer a la colectividad los procedimientos adecuados que rigen las normas nacionales e internacionales para el correcto manejo del crudo para su industrialización y comercialización; y a la vez damos un enfoque en el conocimiento de cómo se procede a regular el petróleo, por parte de la entidad de control (ARCH).

Con el fin de instruir a los interesados, se tomará en cuenta este proyecto como una guía técnica para colaborar con el aprendizaje y el entendimiento de como la Entidad de Control (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera), fiscaliza el proceso de Transferencia y Custodia de Crudo entre los puntos antes mencionados, siendo así de gran utilidad para futuras consultas, en las cuales tendrán la oportunidad de resolver inquietudes acordes a temas relacionados con la Fiscalización y Transferencia de Custodia del Crudo Ecuatoriano.

1.3. OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.3.1. Objetivo General

Análisis Descriptivo del Proceso de Fiscalización y Transferencia de Custodia de crudo de la Entidad de Control (ARCH), entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Definir y delimitar el área que conforman los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP.

- Analizar el Proceso de Fiscalización y Transferencia de Custodia de crudo de la Entidad de Control (ARCH), entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP.
- Describir el Proceso de Fiscalización y Transferencia de Custodia de crudo de la Entidad de Control (ARCH), entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP.
- Desarrollar una guía técnica sobre el Análisis Descriptivo del Proceso de Fiscalización y Transferencia de Custodia de crudo de la Entidad de Control (ARCH), entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP.

1.4. METODOLOGÍA

1.4.1. Diseño o Tipo de Investigación

El tipo de investigación aplicada es de tipo descriptiva, basada en la descripción, registro, análisis e interpretación de los procesos de Fiscalización y Transferencia de Custodia de crudo de la entidad de control ARCH, entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP, con el fin de asentar un compendio básico para la comprensión de las personas involucradas en este tipo de procesos.

1.4.2. Métodos de Investigación

Los métodos de investigación que se aplican en esta investigación son:

- **Método de Observación Científica:** basado en la percepción del conjunto de procedimientos que se llevan a cabo en las instalaciones, las cuales se reflejan en el tiempo de permanencia o pasantías realizadas in situ, la cual permite la adquisición de conocimientos, que determinan el fin de la investigación.

- **Método Deductivo:** basado en la recopilación de toda la información, deducida de lo general a lo particular, siguiendo la línea de investigación

enmarcada en los principios generales que conllevan los procesos de Fiscalización y Transferencia de Custodia de crudo de la entidad de control ARCH.

- **Método Analítico:** basado en el análisis de los sucesos ocurridos en todo el proceso Fiscalización y Transferencia de Custodia de crudo de la entidad de control ARCH, entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP, incurrentes en la observación, descripción, exámen crítico, enumeración de las partes, ordenación y clasificación a través del uso de los medio tecnológicos (internet), libros (bibliotecas), información de varias empresas, etc., para el desarrollo eficiente de la investigación.

1.4.3. Técnicas de Investigación

- **Observación:** apreciación detenida y evolutiva del proceso de Fiscalización y Transferencia de Custodia de crudo de la entidad de control ARCH, entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP, durante la permanencia, validada por la percepción visual y presencial, para pre validar la información retenida.

- **Entrevistas:** interacción mutua que se llevó a cabo con los técnicos del área de transporte y almacenamiento encargada del proceso de Fiscalización y Transferencia de Custodia de crudo de la entidad de control ARCH, entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP, con el fin de validar la información que es implementada por las normas establecidas por la institución.

1.5. HIPÓTESIS

Elaboración de una guía técnica sobre el proceso de Fiscalización y Transferencia de Custodia de crudo de la entidad de control ARCH, entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP.

1.6. VARIABLES

1.6.1. Variables Dependientes

- Normas y estatutos establecidos por Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero del Ecuador (ARCH).
- Procesos instaurados en el área de transporte y almacenamiento.
- Área establecida, que es entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP.

1.6.2. Variables Independientes

- Análisis del proceso de Fiscalización de crudo de la entidad de control ARCH, entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP.
- Análisis del proceso de Transferencia de Custodia de crudo de la entidad de control ARCH, entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP.
- Determinación del área a investigar que va desde el Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP.
- Estudio de las técnicas y herramientas de Fiscalización de crudo de la entidad de control ARCH, entre los puntos del Terminal Marítimo de Balao a Refinería Esmeraldas, Gerencia de Refinación EPP.

1.7. MARCO DE REFERENCIA

1.7.1. Marco Teórico:

1.7.1.1. Antecedentes

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero del Ecuador, es un ente regulador a nivel nacional, pues su creación se basa mediante el Registro Oficial No.244 del 27 de Julio del 2010, que se publica en la Ley de Hidrocarburos, según el Artículo 11, constituido con el fin de regular, fiscalizar y controlar las diferentes fases del sector hidrocarburífero como son:

exploración, producción, transporte, almacenamiento, refinación y comercialización del petróleo y sus derivados.

La institución cuenta con catorce (14) Agencias Regionales de Control Hidrocarburífero, alineadas con 9 zonas establecidas en el Sistema Nacional de Planificación cuyas jurisdicciones se detallan a continuación:

Tabla 1. Agencias Regionales de la ARCH en el Ecuador.

ZONA	N°.	AGENCIA REGIONAL DE CONTROL DE HIDROCARBUROS	JURISDICCIÓN PROVINCIAS DE:	SEDE
1	1.1	Sucumbíos	Provincia de Sucumbíos	Nueva Loja
	1.2	Esmeraldas	Provincia de Esmeraldas, excepto el cantón la Concordia	Esmeraldas
	1.3	Norte	Provincias de Carchi e Imbabura	Tulcán
2	2.1	Centro Oriental	Provincias de Orellana y de Napo y la provincia de Pastaza solo para exploración y explotación y transporte y almacenamiento	Coca
3	3.1	Centro	Provincia de Bolívar excepto cantones Echeandía y Las Naves; Provincias de Chimborazo; Tungurahua; Pastaza; el Cantón Palora, de la provincia de Morona Santiago.	Ambato
4	4.1	Santo Domingo de los Tsáchilas	Provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas; El cantón La Concordia en la provincia de Esmeraldas; Cantones Quevedo, Mocache, Valencia, Buena Fe y Ventanas en la Provincia de Los Ríos; Cantón El Empalme en la Provincia de Guayas; Cantones Las Naves y Echeandía en la Provincia de Bolívar; los Cantones Pangua y La Mana en la Prov. de Cotopaxi; Cantones El Carmen, Pedernales y Pichincha en la Provincia de Manabí	Santo Domingo de los Tsáchilas
	4.2	Manabí	Provincia de Manabí, excepto los Cantones El Carmen, Pedernales y Pichincha	Manta

Tabla 1. Agencias Regionales de la ARCH en el Ecuador. Continuación...

5	5.1	Guayas	Provincia del Guayas, excepto los cantones El Empalme, Playas y Posorja; Provincia de Los Ríos: Cantones Babahoyo, Baba, Montalvo, Palenque, Vinces, Pueblo Viejo, Urdaneta.	Guayaquil
	5.2	Península	Provincia de Santa Elena y en la Provincia del Guayas los Cantones de Playas y Posorja	La Libertad
	5.3	Galápagos	Provincia de Galápagos	Santa Cruz
6	6.1	Azuay	Provincia del Azuay, excepto el Cantón Ponce Enríquez; provincias de Cañar y Morona Santiago, excepto el Cantón Palora.	Cuenca
7	7.1	El Oro	Provincia de El Oro, incluidas las parroquias: Balsas del Cantón Balsas; Piñas del Cantón Piñas; Portovelo del Cantón Portovelo, Zaruma del Cantón Zaruma; y el Cantón Ponce Enríquez de la provincia del Azuay	Machala
	7.2	Loja	Provincia de Loja	Loja
	7.3	Zamora	Provincia de Zamora Chinchipe	Zamora

Fuente: ARCH (2014).

El control de Gestión de las 14 Regionales, será supervisada por las provincias de Pichincha y Cotopaxi, en lo que respecta a los procesos de Control y Fiscalización de Comercialización de Derivados de Petróleo, Gas Licuado de Petróleo y Gas Natural.

La ARCH Esmeraldas específicamente hablando, se encuentra ubicada en el Km 7 ½ vía Atacames, Refinería Esmeraldas, a lado de la Planta de Envasado de GLP de la EP. Petroecuador.

La Regional de Esmeraldas, se encuentra dividida en tres áreas, que son: transporte y almacenamiento, industrialización y comercialización.

El área de Transporte y Almacenamiento, monitorea el petróleo y sus derivados en cuanto respecta a la recepción y entrega de crudo que luego pasan a ser constancia según la fiscalización a manos del área de comercialización donde ellos se encargan de definir los parámetros de negociaciones de compra y venta del combustible.

El monitoreo de transporte y almacenamiento del petróleo que se moviliza por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), se lo realiza constantemente desde el Oriente hasta el Terminal Marítimo de Balao; dentro del área de jurisdicción de la ARCH Esmeraldas, este monitoreo se concentra específicamente en 2 puntos de control, que constituyen los puntos de Balao y Refinería Estatal de Esmeraldas.

El 17 de julio de 1970, se firmó el contrato de construcción del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) con la compañía norteamericana William Brothers, contratista del consorcio Texaco – Gula; la tubería del Oleoducto Transecuatoriano fue diseñado originalmente para transportar 400.000 bpd con un API de 30°.

Actualmente el SOTE, transporta 360.000 BPPD para crudo de 23.7 °API y 390.000 BPPD para crudo de 23.7 °API, utilizando químico reductor de fricción.

El Terminal Marítimo de Balao es el primer terminal petrolero en el Pacífico Sudamericano que tiene un sistema de gestión ambiental ISO14001. Cuenta con 10 tanques de almacenamiento; con una capacidad de 322.000 barriles cada uno, teniendo una capacidad máxima total de 3'220.000 bbls, el área de tanques se encuentra situada en la colina más alta de la zona al sur de Esmeraldas, a 183 msnm lo cual se aprovecha para despachar el crudo a los buques tanque por medio de gravedad, además cuenta con dos líneas de carga, X e Y, de diámetro de 42" y 36" respectivamente, cuya longitud es de 5 km entre los tanques de almacenamiento y la playa, dos monoboyas X e Y,

tipo SBM con la configuración Lazy “S” alejadas 7.2 km desde la playa capaces de cargar simultáneamente buques de hasta 100.000 DWT.

Refinería Estatal de Esmeraldas

La Refinería de Esmeraldas, está situada a una distancia de 7 Km en la provincia de Esmeraldas, en la vía hacia Atacames en el sector noroccidental del país, está a 300 m en línea recta al Río Teaone, 3 Km al Río Esmeraldas y a 3.8 Km. de distancia del Océano Pacífico. Fue diseñada y construida entre 1975 y 1977 para procesar 55.600 BPD. En 1987 se amplió a 90.000 BPD.

En 1997 amplió por primera vez sus instalaciones para procesar 110.000BPD., adaptándose para procesar crudos más pesados, incorporando nuevas unidades de refinación, de mejor calidad y que contribuyan con el cuidado del medio ambiente.

1.7.2. Bases Teóricas

El proceso de fiscalización y transferencia de custodia de crudo se basa en el control estricto por parte de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero del Ecuador, tomando a consideración que la recepción y entrega de crudo tiene que ser transparente en cuanto a volúmenes, a calidad y al costo al cual ha sido negociado el producto.

Las compañías operadoras de oleoductos deben mantener una medición exacta de los volúmenes de crudo que manejan. El pago que reciben las compañías petroleras y la cantidad que pagan a los productores, propietario de derechos y al gobierno, dependen del volumen de líquido que pasa a través de sus instalaciones.

El pago que recibe la compañía operadora del oleoducto por el producto que maneja depende de la calidad del producto, así como la cantidad. Los inspectores comprueban los parámetros que estén acordes con los establecidos en las normas de calidad.

Dentro de los procedimientos de control, hay que tomar en cuenta que se cumplan con las normas técnicas previstas para su desarrollo, esto implica a que se utilicen los materiales y herramientas necesarias para evitar errores y causar problemas de veracidad en el control de procesos.

La verificación de los instrumentos de medición, es un parámetro fundamental en cuanto a la veracidad de los volúmenes receptados por las partes operadoras; el mantenimiento oportuno ayudará a evitar pérdidas sean estas volumétricas en cuanto a producto se refiere y cuanto a costos por el mal manejo del mismo.

El costo potencial de mediciones inexactas es alto, puesto que por milésimas, el operador del oleoducto puede perder miles de dólares, ocasionando pérdidas a todo el sistema de comercialización. Por lo general estos valores perdidos no se notan con frecuencia, puesto a que el margen de error se evade por la falta de control, por esta razón la ARCH como agente regulador tiene el derecho de sancionar inconsistencias al momento de manejar toda clase de productos derivados del petróleo y el crudo en sí.

1.7.3. Marco Conceptual

Transferencia de Custodia.- es la transferencia de responsabilidad durante el almacenamiento y transporte de un volumen determinado o medido de petróleo líquido.

Fiscalización.- consiste en examinar una actividad para comprobar si cumple con las normativas vigentes.

Calidad.- es la percepción que el cliente tiene del mismo, es una fijación mental del consumidor que asume conformidad con dicho producto o servicio y la capacidad del mismo para satisfacer sus necesidades.

Volumen.- espacio que ocupa un cuerpo en el espacio.

Medición.- es un proceso básico de la ciencia que consiste en comparar un patrón seleccionado con el objeto o fenómeno cuya magnitud física se desea medir para ver cuántas veces el patrón está contenido en esa magnitud.

Norma.- es una especificación que reglamenta procesos y productos para garantizar la interoperabilidad.

Transporte de Petróleo.- traslado de un lugar a otro de crudo, a través de varios medios de transporte como ductos, transporte automotor, barcos, etc.

Almacenamiento.- guarnición de un producto en un área delimitada por su forma de contener un volumen específico.

Producción Inicial.- generación de un bien al inicio de un proceso previo.

Consumo Final.- Cantidad de un bien (o servicio) que, por uso o destrucción, se destina a la satisfacción directa de las necesidades de los agentes económicos interiores sin contribuir al crecimiento de la producción .

Carga.- proceso de despacho o entrega de un producto hacia un medio de almacenaje.

Recopilación de datos.- proceso de extracción de valores medibles de un instrumento o aparato de medición.

Inspección.- proceso de verificación del cumplimiento de normas establecidas en un medio de trabajo sea este técnico, mecánico, humano, etc., con el fin de controlar que se lleve un orden en el proceso de normalización.

Sanción.- castigo impugnado de acuerdo a la severidad del caso negativo ocasionado por algo o alguien, en el trayecto de un proceso cualquiera sea su índole.

Costo.- es el valor monetario de los consumos de factores que supone el ejercicio de una actividad económica destinada a la producción de un bien o servicio.

CAPÍTULO II

2. LEY DE HIDROCARBUROS

Norma: Decreto Supremo 2967

Publicación: Registro Oficial 711

Fecha: 15-nov-1978 Estado: Vigente

Ultima Reforma: 24-nov-2011

Actualizada a febrero de 2014

NOTA GENERAL:

En el texto de esta Ley se sustituyó “Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos”, por “Ministerio del Ramo”, y donde decía “Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana” por “PETROECUADOR”.

Las atribuciones y facultades que la Ley confiere a la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, sustituida por PETROECUADOR, se entenderán extendidas a las empresas filiales que se crearen para atender las actividades respectivas. Disposición dada por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

NOTA GENERAL:

Derogase la Ley No. 45 de 26 de septiembre de 1989. Dado por Numeral 2.1.1 de Derogatorias de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009.

NOTA GENERAL:

Toda referencia a PETROECUADOR como signatario o administrador de contratos y/o áreas se entenderá que se trata de la Secretaría de Hidrocarburos, salvo en el caso de contratos de obras y servicios específicos. Dado por Art. 18 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

EL CONSEJO SUPREMO DE GOBIERNO

Considerando:

Que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 35 del Decreto Supremo No. 2463 de 2 de mayo de 1978, publicado en el Registro Oficial No. 583 de 10 de los mismos mes y año, el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos ha realizado la codificación de la Ley de Hidrocarburos y sus reformas; y,

En ejercicio de las atribuciones de que se halla investido.

EXPIDE:

La siguiente codificación de la LEY DE HIDROCARBUROS.

Art. 11.- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).- Créase la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero será una institución de derecho público, adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y patrimonio propio. La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero tendrá un Directorio que se conformará y funcionará según lo dispuesto en el Reglamento.

El representante legal de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero será el Director designado por el Directorio.

Atribuciones.- Son atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, las siguientes:

- a.** Regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte, y comercialización de hidrocarburos;
- b.** Controlar la correcta aplicación de la presente Ley, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia hidrocarburífera;
- c.** Ejercer el control técnico de las actividades hidrocarburíferas;
- d.** Auditar las actividades hidrocarburíferas, por sí misma o a través de empresas especializadas;
- e.** Aplicar multas y sanciones por las infracciones en cualquier fase de la industria hidrocarburífera, por los incumplimientos a los contratos y las infracciones a la presente Ley y a sus reglamentos;
- f.** Conocer y resolver sobre las apelaciones y otros recursos que se interpongan respecto de las resoluciones de sus unidades desconcentradas;
- g.** Intervenir, directamente o designando interventores, en las operaciones hidrocarburíferas de las empresas públicas, mixtas y privadas para preservar los intereses del Estado;
- h.** Fijar y recaudar los valores correspondientes a las tasas por los servicios de administración y control;
- i.** Ejercer la jurisdicción coactiva en todos los casos de su competencia;
- j.** Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria

de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio Sectorial en las demás actividades hidrocarburíferas; y,

k. Las demás que le correspondan conforme a esta Ley y los reglamentos que se expidan para el efecto.

El Reglamento Orgánico Funcional de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, que para el efecto expida el Ministro Sectorial, determinará las demás competencias de la Agencia y sus Regionales que se crearen, en el marco de las atribuciones de la Ley.

Nota: Artículo reformado por Ley 101, publicada en el Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Inciso tercero de este artículo, agregado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Artículo reformado por Art. 35 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CAPÍTULO III

3. ESTATUTO ORGÁNICO DE LA ARCH

EN EJERCICIO de las atribuciones que le confieren los artículos 154 de la Constitución de la República del Ecuador, el artículo 5 de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno; y, el artículo 17 del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva,

Acuerda:

Expedir el “ESTATUTO ORGÁNICO DE GESTIÓN ORGANIZACIONAL POR PROCESOS DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO, ARCH”, sobre la base del direccionamiento estratégico, la identificación de los procesos institucionales y la estructura organizacional responsable de su gestión.

3.1 CREACIÓN DE LA ARCH

El artículo 5 de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 de 27 de julio del 2010, crea la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, como una institución de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y patrimonio propio. De acuerdo al inciso final del citado artículo, las competencias de la Agencia y sus Regionales serán determinadas en el Reglamento Orgánico Funcional que para el efecto expedida el Ministro de Recursos Naturales No Renovables.

3.2 MISIÓN Y VISIÓN

Art. 1.- Misión.- Garantizar el aprovechamiento óptimo de los recursos hidrocarburíferos, propiciar el racional uso de los biocombustibles, velar por la eficiencia de la inversión pública y de los activos productivos en el sector de los hidrocarburos con el fin de precautelar los intereses de la sociedad,

mediante la efectiva regulación y el oportuno control de las operaciones y actividades relacionadas.

Art. 2.- Visión.- La ARCH – Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero será reconocida como el garante público de los intereses constitucionales del Estado en el sector hidrocarburífero, gracias a su alto nivel técnico-profesional, a su gestión transparente y a su cultura de servicio y mejoramiento continuo.

3.3 OBJETIVOS INSTITUCIONALES

- Velar por el óptimo aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos, mediante la regulación progresiva, el control y la fiscalización del sector.
- Asegurar el buen funcionamiento de los mercados, la oportuna prestación de los servicios públicos hidrocarburíferos y la calidad de los productos y de los servicios conexos.
- Contribuir para el uso eficiente de los recursos hidrocarburíferos en cada una de las fases de la industria.
- Incrementar los niveles de satisfacción de los usuarios internos y externos, mediante procesos de calidad y de coordinación interinstitucional.
- Incrementar la productividad institucional en beneficio de sus usuarios.
- Garantizar la estabilidad del talento humano en base a su desarrollo, aporte profesional y experticia a la institución.
- Obtener información hidrocarburífera confiable y oportuna, para procesarla y atender los requerimientos de los usuarios internos y externos.
- Asegurar el mejoramiento continuo de la Agencia.

3.4 VALORES INSTITUCIONALES

a. Honestidad:

Proceder con rectitud, disciplina, honradez y mística en el cumplimiento de sus obligaciones, y en la elaboración de proyectos y productos, así como en la prestación de servicios de responsabilidad de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, ARCH.

b. Justicia:

Actuar y cumplir su misión con equidad, bajo las normas del derecho y de la razón.

c. Lealtad y Compromiso con el País:

Actuar con lealtad hacia los intereses del país mediante el cumplimiento de la misión y objetivos institucionales.

d. Predisposición al Servicio:

Actitud positiva hacia el trabajo, a fin de satisfacer las necesidades y expectativas de la sociedad, y de los usuarios respecto de los servicios institucionales, al amparo de lo que manda y obliga la Constitución, la Ley de Hidrocarburos, Ley Orgánica del servicio público y demás normas aplicables al sector.

e. Transparencia:

Capacidad de los servidores de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, para demostrar íntegramente sus conocimientos, actuar con idoneidad, presteza y efectividad en el marco de principios éticos y morales de la convivencia institucional y social.

f. Responsabilidad Social:

Grado de compromiso que adquieren los servidores de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, para asumir las consecuencias de sus acciones u omisiones, falta de presteza y de las decisiones asumidas en el cumplimiento de sus deberes y obligaciones en beneficio de los ciudadanos.

3.5 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL

3.5.1 Estrategias Institucionales

- a.** La gestión institucional se cumplirá con enfoque sistémico con el Ministerio Sectorial, la Secretaría de Hidrocarburos, Servicio de Rentas Internas, y con otras entidades de control e instituciones públicas, empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones u otras formas contractuales, personas naturales y jurídicas que realizan actividades o ejecutan operaciones hidrocarburíferas.

- b.** La planificación constituirá el marco de gestión institucional y sectorial.

- c.** Transversalizar la gestión de riesgos de las operaciones y de las actividades hidrocarburíferas mediante la prevención en el control y fiscalización, de tal manera que en la ocurrencia de eventos adversos se disminuya el impacto social y minimice las pérdidas en la infraestructura.

- d.** Fuerte impulso al papel rector del Estado y a sus relaciones con la sociedad civil, sobre la base de un modelo de trabajo que permita conseguir los objetivos nacionales.

- e.** Consolidación del trabajo en equipo y la administración por procesos, complementada con la incorporación de un sistema de gestión de calidad.

- f.** Incorporación de tecnología para la gestión de control y fiscalización de las operaciones y actividades hidrocarburíferas.

- g.** Fortalecimiento del control interno sobre la base de una precisa y clara asignación de autoridad y responsabilidad a los diferentes niveles jerárquicos institucionales.

h. Consolidación de la gestión desconcentrada de los asuntos administrativos hidrocarburíferos a través de las Agencias de hidrocarburos regionales, con un adecuado sistema de control de gestión.

3.5.2 Organigrama ARCH

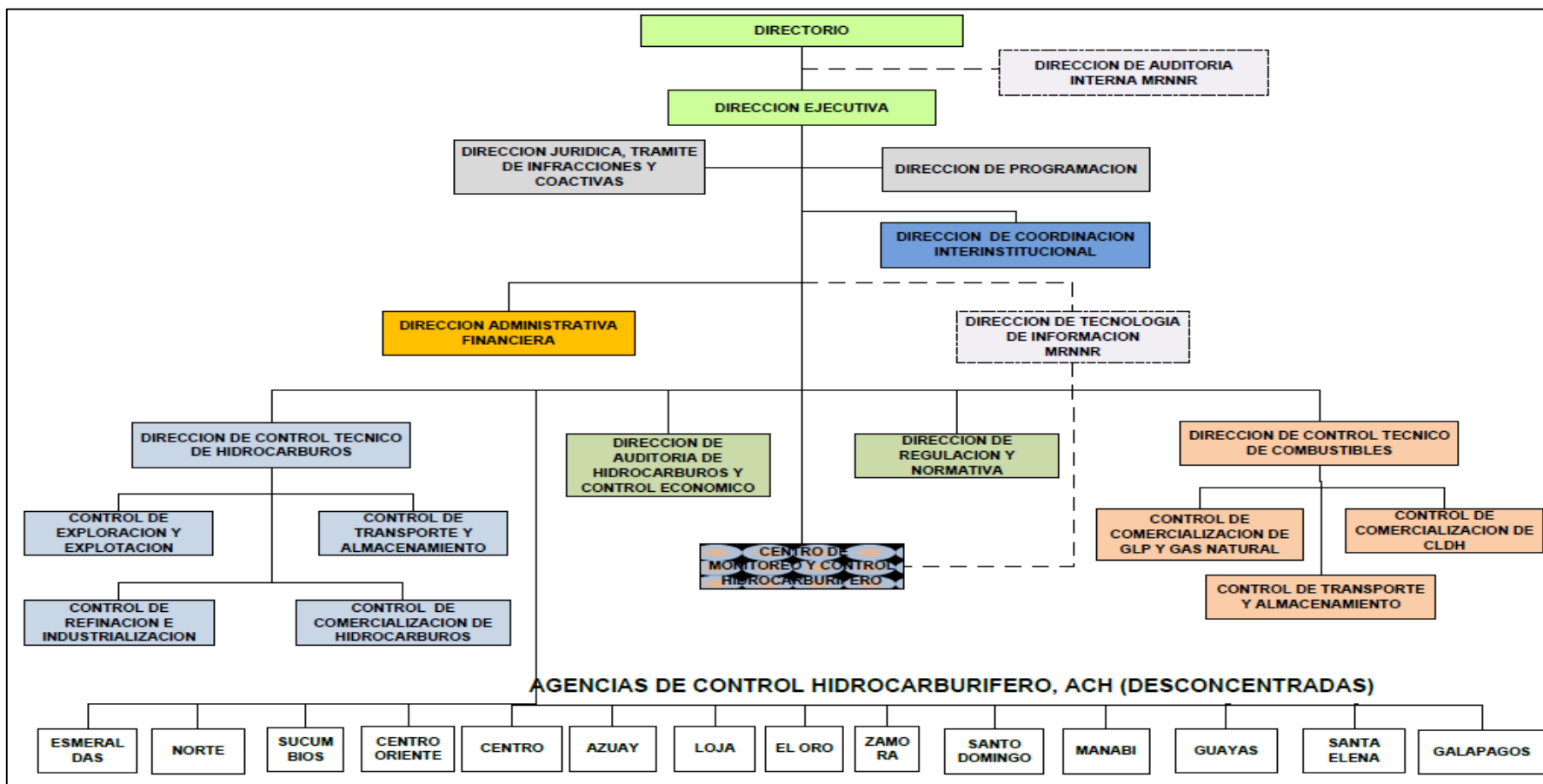


Figura 1. Organigrama Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero del Ecuador
Fuente: Estatuto Orgánico ARCH - Edición Especial del Registro Oficial No. 153, 03 de junio de 2011

3.5.3 Mapa de Procesos ARCH

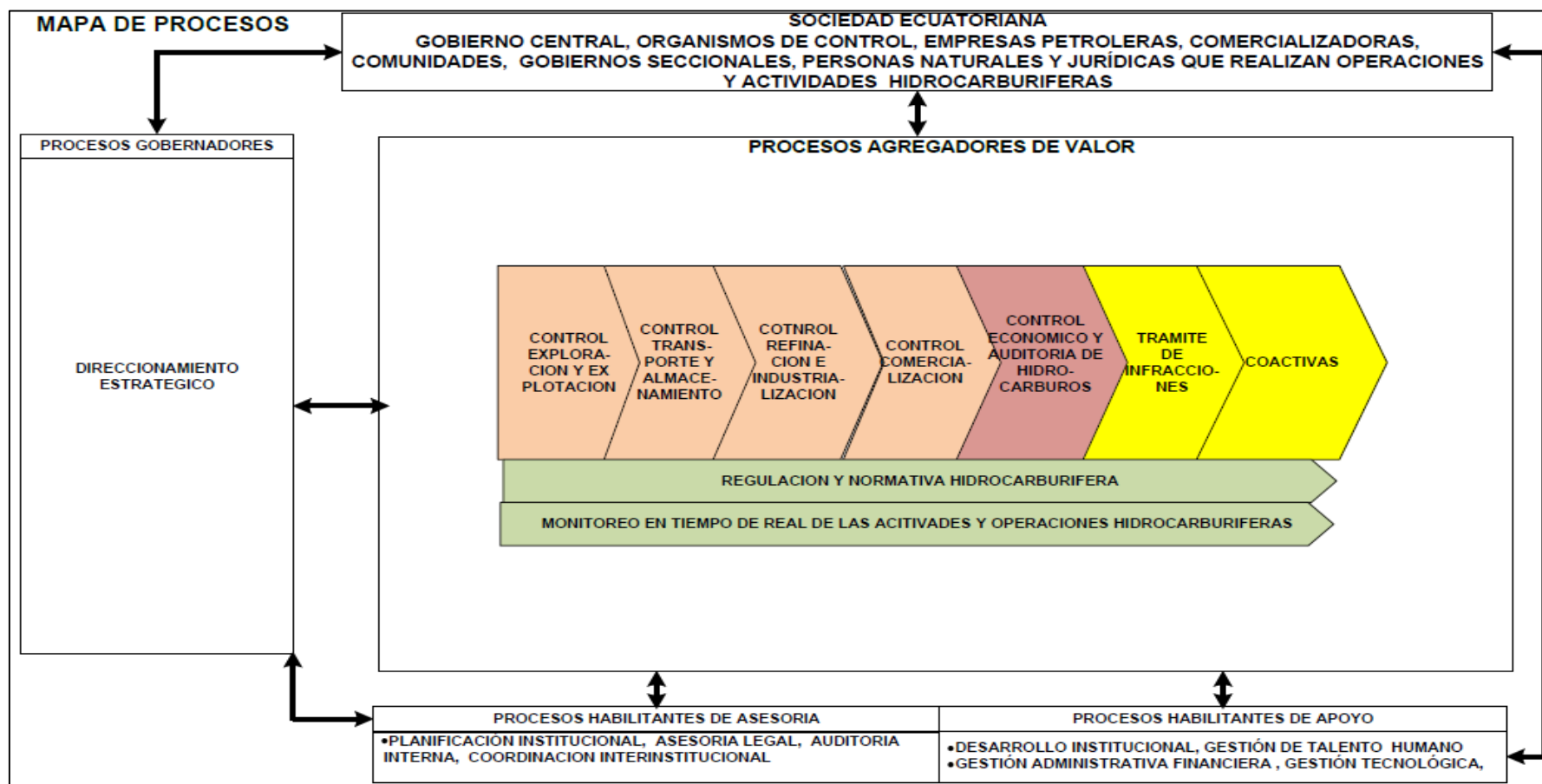


Figura 2. Mapa de Procesos Institucionales Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero del Ecuador
Fuente: Estatuto Orgánico ARCH - Edición Especial del Registro Oficial No. 153, 03 de junio de 2011.

3.6 DEPENDENCIAS

3.6.1 Dirección Ejecutiva

I. Misión.- Administrar efectiva y eficientemente los recursos institucionales para la consecución de los objetivos permanentes y la visión institucional.

II. Atribuciones y responsabilidades:

a. Velar por la correcta aplicación de la Ley de Hidrocarburos, sus Reglamentos y demás normativa aplicable en materia hidrocarburífera;

b. Cumplir y velar por la aplicación de las políticas públicas para el sector hidrocarburífero;

c. Ejecutar y velar por el cumplimiento de las regulaciones técnicas y operacionales, en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, a cargo de las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador;

d. Aplicar las normas legales del sector para garantizar el abastecimiento de los combustibles en condiciones normales y emergentes, así como para establecer interrelaciones entre los diferentes actores y mercados de la industria hidrocarburífera, para evitar prácticas que distorsionen la libre competencia;

e. Dirigir la aplicación y observancia de las políticas, resoluciones y directrices formuladas por el Directorio de la Agencia;

- f.** Presentar al Directorio de la ARCH propuestas de lineamientos de políticas y reformas al marco legal;

- g.** Dirigir los procesos de planificación estratégica, planificación operativa, elaboración del presupuesto de la ARCH y presentarlos al Directorio para su conocimiento y aprobación;

- h.** Proponer al Directorio de la Agencia las políticas internas de la ARCH y velar por su aplicación;

- i.** Dirigir los procesos de regulación, control y fiscalización de todas las actividades hidrocarburíferas relacionadas con el uso, manejo, tratamiento, exploración, producción, comercialización, almacenamiento y transporte de hidrocarburos, para cuyo efecto, todas las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras son sujetos de control de esta Agencia;

- j.** Dirigir los procesos de regulación, control e inscripción en el Registro de Control Técnico Hidrocarburífero de las autorizaciones para realizar las actividades de comercialización de derivados de petróleo y GLP, su transporte, almacenamiento y distribución;

- k.** Emitir el informe de calificación, conforme al reglamento respectivo, para la incorporación de nuevos actores, en base del cual el Ministro Sectorial autorice el ejercicio, suspenda, renueve o extinga la autorización para realizar las actividades de comercialización, de distribución, de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados y afines;

- l.** Dirigir y coordinar la elaboración, modificación, actualización, derogatoria y vigencia de normativa técnica, a ser aprobada por el Directorio de la Agencia para su aplicación en las operaciones y actividades del sector hidrocarburífero;

- m.** Presentar al Directorio de la Agencia proyectos de normas, regulaciones y resoluciones en el ámbito de su competencia;
- n.** Coordinar con las Entidades especializadas el control del comercio ilícito y uso indebido de combustibles, de conformidad con las normas legales y reglamentarias;
- o.** Dictar los instructivos y resoluciones que sean necesarios para el normal funcionamiento de la Agencia y para la aplicación de su modelo de gestión;
- p.** Suscribir contratos relacionados con la gestión técnica y operativa de la ARCH y de desarrollo institucional y capacitación del personal, necesarios para el cumplimiento de la gestión;
- q.** Controlar la utilización y aprovechamiento de los recursos asignados por el Estado a empresas públicas y de economía mixta para el desarrollo integral y armónico de las diferentes operaciones en todas las fases de la industria hidrocarburífera;
- r.** Gestionar y suscribir los convenios de cooperación interinstitucional nacionales e internacionales;
- s.** Nombrar, contratar y remover a las servidoras y servidores de la ARCH, de conformidad con la Ley;
- t.** Dirigir y evaluar los sistemas de gestión institucional y de mejora continua;
- u.** Dirigir los procesos de consecución y administración de recursos;
- v.** Controlar y evaluar la gestión institucional para tomar medidas correctivas y efectuar el respectivo seguimiento;

w. Aplicar multas y sanciones por las infracciones en cualquier fase de la industria hidrocarburífera, por los incumplimientos a los contratos y las infracciones por parte de los administrados y sujetos pasivos de control a la ley de Hidrocarburos, a sus Reglamentos y a las disposiciones emanadas al amparo de dicho marco;

x. Conocer y resolver sobre las apelaciones que se interpongan contra las resoluciones de las Agencias Regionales;

y. Dirigir y evaluar la aplicación de la política para la integración energética sub-continental en el ámbito de su competencia;

z. Proponer al Directorio la creación de mercados de combustibles alternativos a los derivados del petróleo (gas natural, licuado o comprimido; aditivación con biocombustibles, etc.) para optimizar la matriz energética y el ingreso de productos ambientalmente amigables;

aa. Establecer Comités Técnicos de apoyo para el mejoramiento continuo;

bb. Dirigir la administración de los sistemas de información para utilizar sus resultados en la planificación, la toma de decisiones y el control integral de las operaciones hidrocarburíferas y de los mercados;

cc. Emitir lineamientos para la importación y exportación de derivados de petróleo, asfaltos, aceite agrícola, solvente 1, solvente 2, trementina mineral, gasóleos, cutter stock, nafta industrial, etc.;

dd. Emitir lineamientos para la importación y exportación, de ser el caso, de GLP y Gas Natural;

ee. Informar sobre los resultados de la gestión institucional a las instancias pertinentes;

ff. Evaluar los resultados del sistema de medición de la gestión para tomar decisiones preventivas y correctivas;

gg. Institucionalizar un sistema de rendición de cuentas; y,

hh. Las demás establecidas por la Ley, los reglamentos y el Directorio de la Agencia.

III. Responsable: Director Ejecutivo de la ARCH

3.6.2 Dirección Regulación y Normativa

I. Misión.- Elaborar y actualizar, de manera permanente y progresiva, la normativa del sector para regular, controlar y fiscalizar todas las fases de la industria hidrocarburífera; así como el marco que permita sancionar las infracciones.

II. Atribuciones y responsabilidades:

a. Definir y categorizar las operaciones hidrocarburíferas y las actividades de los sujetos del mercado y sus interacciones, mediante las correspondientes regulaciones;

b. Determinar las demandas y expectativas relacionadas con la regulación y normativa por parte de los actores del sector y los sujetos de control del sector hidrocarburífero;

c. Coordinar con los actores relacionados el alcance y la aplicabilidad de los estándares (patrones) y los indicadores para la operación y mantenimiento de la infraestructura hidrocarburífera, así como para la eficiencia de la inversión en las empresas públicas y semipúblicas;

d. Proponer, cuando sea necesario, ajustes del mercado, de bienes y servicios relacionados con el sector, a efectos de garantizar la vigencia de los principios constitucionales para la prestación del servicio público y en defensa del consumidor;

e. Establecer los lineamientos para crear, desarrollar y precautelar relaciones de competitividad entre los actores del mercado de prestación de servicios y bienes;

f. Proponer al Director de la Agencia los ajustes a las tarifas por la prestación de servicios en operaciones y/o actividades hidrocarburíferas a los que se refiere la Ley de Hidrocarburos, de justificarse una variación en la estructura de costos y gastos;

g. Determinar los lineamientos para analizar en forma permanente y comparada la legislación nacional e internacional relacionada con el sector de hidrocarburos, con el fin de actualizar las regulaciones y normativa, así como propiciar la integración de mercados regionales;

h. Determinar los lineamientos para investigar e identificar las buenas prácticas en materia de control, fiscalización y sanción, aplicadas en el sector hidrocarburífero y adaptarlas a la realidad de la industria;

i. Presentar propuestas de regulación, para ejercer el control y fiscalización de todas las fases de la industria hidrocarburífera;

j. Validar los estudios de la objetividad de regulaciones y normativa vigentes en el Sector, con el objeto de mejorar continua y progresivamente su aplicabilidad;

k. Proponer, progresivamente, los modelos para medir la eficiencia económica de las fases de la industria y la necesidad de proponer ajustes;

l. Presentar lineamientos de políticas orientadas a la racionalización de la matriz energética nacional y regional;

m. Proponer lineamientos de regulación y normativa para la focalización de los subsidios a los derivados de petróleo;

n. Brindar asesoramiento en el ámbito de su competencia;

o. Presentar informes para calificación de compañías inspectoras y verificadoras independientes; laboratorios y /o verificadoras acreditadas por el OAE que realicen actividades de verificación y/o análisis de calidad de hidrocarburos, mezclas y combustibles;

p. Presentar informes periódicos sobre los resultados de la gestión del área; y,

q. Presentar propuestas de regulaciones para que la ARCH ejerza la atribución de intervención en las operaciones hidrocarburíferas de las empresas públicas, mixtas y privadas para preservar los intereses del Estado.

III. Responsable: Director de Regulación y Normativa

IV. Estructura básica: La Dirección de Regulación y Normativa tiene una estructura abierta conformada por equipos de trabajo multidisciplinario para gestionar el proceso de Regulación y Normativa Hidrocarburífera.

3.6.3 Dirección de Control Técnico Hidrocarburífero

I. Misión.- Controlar, fiscalizar y evaluar la observancia de la normativa legal, técnica y contractual, en la ejecución de las operaciones a cargo de empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixta, consorcios, asociaciones u otras formas contractuales y demás personas naturales o

jurídicas que ejecutan actividades y operaciones hidrocarburíferas en todas la fases relacionadas con hidrocarburos y gas natural.

II. Atribuciones y Responsabilidades:

a. Dirigir la gestión de control del cumplimiento de la normativa legal, reglamentaria y técnica relacionada con las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización internacional de hidrocarburos (importaciones y/o exportaciones);

b. Validar los resultados de los programas de prospección y exploración a cargo de las operadoras públicas, de economía mixta y privadas; así como, validar los modelos geológicos de ellos derivados;

c. Validar las reservas aprobadas por la Secretaría de Hidrocarburos y su óptimo aprovechamiento;

d. Supervisar a las Agencias Regionales en el proceso de control de la cabal y oportuna ejecución de los Planes de Desarrollo, programa(s) de perforación de pozos, trabajos de reacondicionamiento de pozos, y todo otro programa técnico aprobado por la Secretaría de Hidrocarburos;

e. Supervisar la observancia, por parte de la(s) operadora(s), de las tasas de producción asignadas, por la Secretaría de Hidrocarburos, a cada uno de los pozos para el drenaje de reservas de la(s) formación (es), así como el registro de fluidos;

f. Supervisar el proceso de control de las operaciones de transferencia de los fluidos de los pozos, de separación, tratamiento, deshidratación y desemulsificación de la producción; así como el control primario de calidad y cantidad a nivel de Facilidades Centrales de Producción (CPF) de los campos;

- g.** Autorizar la ubicación de los Centros de Fiscalización y Entrega (CFE) propuestos por la correspondiente Agencia Regional de Control de Hidrocarburos, puntos en los cuales se proceda a la transferencia de dominio y custodia de la producción de cada campo, bajo los parámetros de calidad establecidos en la correspondiente regulación de la Agencia;
- h.** Autorizar los puntos adicionales de control y fiscalización, propuestos por la correspondiente Agencia Regional de Control de Hidrocarburos, para fortalecer la confiabilidad del sistema en cada campo y el conjunto de campos;
- i.** Supervisar la elaboración de informes internos referentes al control y seguimiento del cumplimiento de normas y disposiciones en las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas natural;
- j.** Supervisar el control, evaluación y fiscalización de las operaciones de exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos para asegurar que estas actividades se realicen, por parte de los sujetos de control, en forma técnica, eficiente y responsable;
- k.** Dirigir el control de la utilización y aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos y de la eficiencia de las inversiones públicas en proyectos afines, los cuales deben ser diseñados, ejecutados y desarrollados con criterios de sustentabilidad y sostenibilidad, en forma racional e integral;
- l.** Disponer al administrado y a la Secretaría de Hidrocarburos, de ser el caso, medidas técnicas, preventivas y correctivas para mejorar el coeficiente de recuperación de los yacimientos de hidrocarburos. Mantener estrecha coordinación con la Dirección de Auditoría de hidrocarburos y Control Económico;

m. Validar desde el punto de vista técnico los planes de explotación de hidrocarburos, según la tasa eficiente máxima de explotación y criterios de recuperación de yacimientos;

n. Supervisar el proceso de control del diseño, construcción, operación y mantenimiento de las facilidades de producción, transporte interno, de separación y tratamiento de los fluidos en las Facilidades Centrales de Producción (CPF) de cada Campo;

o. Validar los informes técnicos anuales presentados por los sujetos de control relacionados con las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos;

p. Dirigir el proceso de control del diseño, construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura de los sistemas de transporte y almacenamiento de petróleo y gas natural a la luz de las regulaciones y normas técnicas vigentes; sean éstos operados por empresas públicas, de economía mixta, privadas o consorcios;

q. Supervisar el proceso de ingreso y extender el Permiso de Operación de facilidades de tratamiento, medición de calidad y cantidad en los Centros de Fiscalización y Entrega, de transporte hacia los Centros de Acopio de crudo y a las cabeceras de oleoductos principales;

r. Supervisar la calificación y otorgar los permisos de operación de los medios para el transporte terrestre de petróleo y gas natural (gasoductos y oleoductos, sean terciarios, secundarios o principales, auto-tanques para crudo, etc.), así como de transporte marítimo-fluvial (buque tanques y barcazas), en condiciones de operación no solo normales, sino también emergentes;

s. Coordinar la participación, en la Dirección de Regulación y Normativa, para la determinación de tarifas de transporte por oleoductos, poliductos y gasoductos en los casos que manda la Ley;

t. Determinar los inventarios estratégicos de hidrocarburos (crudo, gas natural, GLP, productos semi terminados y terminados) en instalaciones públicas, de economía mixta y privadas, que permitan garantizar la disponibilidad de materia prima para las operaciones de refinerías y el abastecimiento nacional de esos hidrocarburos, en condiciones normales y, sobre todo, en condiciones emergentes;

u. Supervisar la gestión y el control de calidad de las actividades de control y fiscalización a cargo de las Agencias Regionales en las fases de la industria que se ejecuten en el área de jurisdicción de dichas unidades desconcentradas;

v. Emitir informes requeridos por Ley para autorizar la construcción y funcionamiento de refinería(s) o planta(s) de industrialización, así como su reconstrucción, re-habilitación o ampliación a cargo de empresas públicas, de economía mixta, privadas o consorcios;

w. Coordinar la elaboración de informes para la importación de derivados de petróleo, GLP, gas natural, asfaltos, aceite agrícola, solventes, nafta industrial y de otros productos similares, para definir las condiciones de su ingreso al mercado nacional;

x. Emitir certificados de calificación, autorización, permisos de operación, control anual e inscripción de las personas naturales o jurídicas en el Registro de Control Técnico Hidrocarburífero (RCTH), que sean titulares de la Autorización para realizar actividades de importación, exportación, procesamiento y comercialización al granel de productos elaborados o semi-elaborados;

y. Dirigir la gestión de control de calidad de insumos y/o productos, a cargo de los laboratorios de hidrocarburos institucionales;

z. Supervisar el proceso, a cargo de las Agencias Regionales, del control de la cantidad y calidad de los productos (distintos de los combustibles) que las personas autorizadas importen o exporten, procesen o comercialicen a nombre propio o por encargo de empresas públicas o de economía mixta;

aa. Supervisar el control de las actividades comerciales de importación y exportación de petróleo crudo, GLP, gas natural y otros hidrocarburos elaborados o semielaborados realizadas, al granel, por empresas públicas, semipúblicas y privadas, para abastecer los mercados nacionales;

bb. Dirigir y garantizar que el proceso de generación de información haya sido debidamente sometido a control de calidad previo a su ingreso al Centro de Monitoreo y Control Hidrocarburífero de la ARCH;

cc. Supervisar el funcionamiento integral e interrelacionado de los sistemas de control técnico hidrocarburífero; y,

dd. Emitir informes, anuales y/o periódicos, sobre los resultados de la gestión del área.

III. Responsable: Director de Control Técnico de Hidrocarburos

IV. Estructura básica: La Dirección de Control Técnico de Hidrocarburos tiene una estructura abierta y para su gestión conforma equipos de trabajo multidisciplinario para gestionar los procesos de Control Técnico y Fiscalización de: Exploración y Explotación de Hidrocarburos y Gas Natural; Transporte y Almacenamiento de Petróleo y Gas Natural (al granel), Refinación e Industrialización de Hidrocarburos; Comercialización Internacional de Hidrocarburos.

3.6.4. Dirección de Control Técnico y Fiscalización de Derivados, Glp y Gas Natural

I. Misión: Controlar, fiscalizar y evaluar la observancia de la normativa técnica y contractual, en la ejecución de las operaciones a cargo de empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixta, consorcios, asociaciones u otras formas contractuales en la exploración y explotación de hidrocarburos y gas natural.

II. Atribuciones y Responsabilidades:

a. Dirigir el monitoreo de las interrelaciones de los diferentes actores de los mercados de los combustibles, gas natural, GLP, biocombustibles, sus mezclas (blending), aditivaciones y afines, que permita realizar los ajustes para garantizar la prestación del servicio público y su provisión conforme a los principios constitucionales, a la Ley de Hidrocarburos, los reglamentos y demás normativa aplicable;

b. Coordinar acciones, con las Agencias Regionales de Hidrocarburos y actores externos, para observar lo indicado en el numeral anterior y ejecutar el control (previo, concurrente y posterior a su despacho desde los Terminales y Depósitos de la(s) Abastecedora(s), de la cantidad y calidad de los derivados de petróleo, biocombustibles, de sus mezclas (blending) y aditivaciones, así como de la prestación de los servicios afines para garantizar los derechos de los consumidores;

c. Dirigir y supervisar los procesos de autorización de instalación, ampliación y/o modificación, así como solicitar su inscripción en el Registro de Control Técnico Hidrocarburífero, de las actividades autorizadas, en el territorio nacional, a las personas públicas, semi-públicas y privadas, para la operación de facilidades de recepción de importaciones (marítimas y/o terrestres), de

almacenamiento, tratamiento previo al transporte, el transporte propiamente dicho, de envasado, de comercialización y/o de distribución, al detal, de derivados de petróleo, de GLP, gas natural, biocombustibles, de sus mezclas (blending) y aditivos;

d. Dirigir y supervisar el control de las actividades y de las instalaciones y facilidades autorizadas, en el territorio nacional, a las personas, públicas, semi-públicas y/o privadas, para la recepción de importaciones y/o exportaciones, para el almacenamiento, tratamiento previo al transporte, el transporte propiamente dicho (poli ductal, marítimo-fluvial y terrestre), la comercialización y distribución, al detal, de gas natural, GLP, de derivados de hidrocarburos, biocombustibles, de mezclas (blending) y de aditivos;

e. Supervisar la elaboración, actualización, depuración, difusión digital y publicación, de ser el caso, de los listados de los sujetos pasivos de control inscrito en el Registro de Control Técnico Hidrocarburífero y hábil para realizar las actividades autorizadas;

f. Resolver sobre los reclamos ciudadanos y/o los subsecuentes recursos de oposición y reconsideración, de ser el caso, a los permisos de funcionamiento o a las autorizaciones otorgadas;

g. Supervisar, en las Agencias Regionales, la calidad del proceso de control y fiscalización y el cumplimiento del marco legal y regulatorio en las actividades de comercialización y distribución al detal, así como en las instalaciones de recepción de importaciones, de almacenamiento, tratamiento previo al transporte, de transporte propiamente dicho y de comercialización y distribución al detal de los derivados de petróleo, GLP, gas natural, biocombustibles, sus mezclas (blending) y aditivos;

h. Supervisar la calidad y la oportunidad en la elaboración de informes, reportes y demás documentos que sustenten los trámites de permisos de

funcionamiento y/o de autorizaciones para realizar actividades de comercialización o distribución al detal de derivados de petróleo, GLP, gas natural, sus mezclas y de aditivos;

i. Evaluar, haciendo prevalecer el interés público sobre el interés particular, las solicitudes de suspensión o cancelación de la inscripción, en el Registro de Control Técnico de Hidrocarburos, de las autorizaciones para actividades, permisos de construcción, actualización y/o de operación de instalaciones y de facilidades hidrocarburíferas para recepción de importaciones y/o exportaciones, para almacenamiento, ductos, Terminales y envasadoras para gas natural y GLP, despacho de combustibles, biocombustibles, aditivos y afines, etc.;

j. Supervisar la inscripción en el Registro de Control Técnico de Hidrocarburos de las partidas, aprobadas por el INEN, de cilindros fabricados para envasado de GLP;

k. Coordinar, con la Dirección de Auditoría de Hidrocarburos y Control Económico y las Agencias Regionales de Hidrocarburos, el control económico-financiero, el control operativo y los ajustes a ser realizados en el manejo comercial del GLP entregado por la(s) empresa(s) públicas a las Comercializadoras, sean públicas, semi-públicas y/o privadas, para su distribución a los diferentes mercados a los precios correspondientes, conforme al marco legal, normativo;

l. Supervisar el control del cumplimiento de la normativa legal, reglamentaria y las normas técnicas relacionadas con el almacenamiento, sistemas de transporte, comercialización y distribución, al detal, de derivados de petróleo, GLP y gas natural;

m. Suministrar información pertinente, cabal y actualizada, para controlar las operaciones y los costos de las empresas públicas y semi-públicas del sector

que reciben servicios prestados por terceros para la provisión de servicios públicos, así como para determinar las tarifas que establece la Ley de Hidrocarburos;

n. Solicitar la inscripción, para habilitar, en el Registro de Control Técnico Hidrocarburífero a las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, individuales o en consorcio, que manifiesten su deseo de participar en proyectos de diseño, procura e implementación de sistemas de control satelital de movimiento de derivados de petróleo, GLP y gas natural, al granel y/o al detal. Este proceso exceptúa a aquellas empresas estatales que actúen al amparo de convenios internacionales de cooperación y financiamiento de proyectos de interés nacional;

o. Supervisar el control del cumplimiento de las normas de seguridad (integridad mecánica, confiabilidad de sistemas electrónicos y eléctricos, seguridad ambiental, sanitaria e industrial) en las instalaciones y facilidades hidrocarburíferas, así como en los equipos o unidades de transporte (terrestre o marítimo-fluvial), de las facilidades de recepción de importaciones, de almacenamiento (flotante y en tierra) y de las instalaciones de Plantas de envasado, de puntos de venta (estaciones de servicio, depósitos, centros de distribución y acopio de GLP);

p. Aportar elementos de regulación y políticas de control, que garanticen una capacidad suficiente de almacenamiento, flotante y en tierra, así como para determinar los volúmenes de inventarios estratégicos en cada uno de los terminales públicos, semipúblicos y privados, para garantizar los despachos, en condiciones normales y emergentes, de derivados de petróleo, GLP, de gas natural, etc.;

q. Aportar a la Agencia, para análisis de las autoridades competentes, los elementos de regulación y políticas de control, que garanticen una flota de transporte, numérica y tecnológicamente, adecuada, así como con capacidad

de reacción en condiciones normales y emergentes que permita un normal abastecimiento de derivados de petróleo, GLP y de gas natural de producción nacional y sobre todo importada;

r. Solicitar la emisión de certificados de calificación, autorización, permisos de operación, control anual e inscripción de las personas, naturales o jurídicas, a estar inscritos en el Registro de Control Técnico Hidrocarburífero (RCTH), de quienes sean titulares de la Autorización para realizar actividades de importación, exportación, procesamiento y comercialización, al granel y al detal, de productos elaborados o semi-elaborados; del Permiso de Operación para facilidades de importación (marítimas o terrestres), para plantas de licuefacción, de gasoductos virtuales, de auto-tanques y de otro tipo de vehículos para el transporte de combustibles, GLP, gas natural, biocombustibles, etc.; de estaciones de servicio y depósito de combustibles;

s. Dirigir y garantizar que la generación de información haya sido debidamente sometida a control de calidad previo a su ingreso al Centro de Monitoreo y Control Hidrocarburífero de la ARCH; y,
Generar Informes periódicos sobre los resultados de la gestión del área.

III. Responsable: Coordinador de Proceso

IV. Estructura básica: El proceso de Control y Fiscalización de Transporte y Almacenamiento tiene una estructura abierta conformada por equipos de trabajo multidisciplinarios.

3.6.5 Dirección de Auditoría de Hidrocarburos y Control Económico

I. Misión: Controlar, evaluar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa legal, contractual, técnica y económica de las operaciones y actividades ejecutadas por los sujetos de control mediante la realización de auditorías financieras y de cumplimiento, con el fin de establecer la objetividad y razonabilidad de las inversiones, ingresos, costos y gastos y el nivel de cumplimiento de Leyes,

Reglamentos, Contratos, Planes y Programas comprometidos y Presupuestos Anuales. Mantener el control de todos los bienes adquiridos para cumplir el objeto de los contratos y convenios, suscritos por el Estado, así como el control de todos los activos de propiedad de las empresas públicas y semi-públicas relacionadas, directa e indirectamente, con las actividades hidrocarburíferas. Realizar estudios y análisis económicos y financieros de las actividades hidrocarburíferas, a nivel nacional y de las realizadas bajo convenios y membrecías internacionales.

II. Atribuciones y responsabilidades:

a. Elaborar, para su aprobación, los Planes de Acción de los procesos de Auditoría de Hidrocarburos, de Estudios y Análisis Económico-Financiero y de Control de Activos;

b. Supervisar la conducción de las auditorías a las diferentes actividades hidrocarburíferas, tanto financieras como de cumplimiento de obligaciones asumidas por el administrado (empresas públicas, semi-públicas y privadas) contractual y/o legalmente asumidas, conforme lo determina la Ley de Hidrocarburos, sus Reglamentos, Contratos y Convenios;

c. Establecer los lineamientos para efectuar el control de los activos de las empresas públicas, semi-públicas y privadas, que ejecuten operaciones hidrocarburíferas y actividades, sean éstas delegadas o autorizadas, a fin de que aquellos sean utilizados y, en el proceso de reversión, sean entregados al Estado, bajo el control y fiscalización de la ARCH, conforme lo determina la Ley;

d. Dirigir la realización de estudios y análisis económicos financieros de las actividades hidrocarburíferas, necesarios para fines informativos y de toma de decisiones por parte de las autoridades de la ARCH, Ministerio Sectorial y otras entidades estatales pertinentes;

e. Emitir informes sobre inobservancia de las disposiciones legales, reglamentarias y contractuales, previa a la aplicación de sanciones;

f. Identificar a los sujetos de control que mantienen operaciones y actividades en las diferentes fases del sector, con fines de obtención de información para la realización de Estudios económico-financieros referentes a esas operaciones y/o actividades;

g. Determinar los lineamientos para diseñar y administrar el sistema de control de activos fijos en las empresas públicas, privadas, semi-públicas, nacionales o extranjeras, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el país, en las que el Estado mantenga participación y/o intereses institucionales;

h. Presentar informes económicos relacionados con una o más de las fases del sector hidrocarburífero;

i. Elaborar, difundir y mantener actualizadas las estadísticas de las actividades hidrocarburíferas;

j. Emitir informes periódicos sobre los resultados de la gestión del área; y,

k. Ejecutar las funciones, temporales o definitivas, que le asigne la ARCH.

III. Responsable: Director de Auditoría de Hidrocarburos y Control Económico

IV. Estructura básica: La Dirección de Auditoría de Hidrocarburos y Control Económico tiene una estructura abierta conformada por equipos multidisciplinarios, para gestionar los procesos de Auditoría de Hidrocarburos; y de Estudios, Análisis Económico- Financiero y Control de Activos.

3.6.6 Centro de Monitoreo y Control Hidrocarburífero

I. Misión.- Capturar, procesar, actualizar, mantener, difundir y custodiar la información del sector hidrocarburífero derivada de la regulación de la ARCH y del control y de la fiscalización de las operaciones y de las actividades en todas sus fases a cargo de su personal de campo; información sobre cual debe generar conocimiento, en tiempo real, para la toma de decisiones inmediatas y el desarrollo mediato del sector y, sobre todo, para coordinar acciones de control preventivo, correctivo y de sanción a las desviaciones e inobservancias de la Constitución, Ley de Hidrocarburos y el Plan del Buen Vivir.

II. Atribuciones y responsabilidades:

a. Generar información, confiable y oportuna, en base de los reportes en línea de los sujetos pasivos de control respecto a sus operaciones y actividades hidrocarburíferas, para dar seguimiento al proceso de ejecución de la planificación sectorial y empresarial, para formular recomendaciones para la toma de decisiones de las autoridades y operadoras, así como para aportar resultados oportunos del control de gestión sectorial;

b. Administrar, custodiar y desarrollar los sistemas de información del Centro de Monitoreo y Control Hidrocarburífero (CMCH-ARCH), los cuales deben facilitar el conocimiento de los niveles de operación alcanzada y planificada para cada una de las fases de la industria hidrocarburífera;

c. Administrar y custodiar el registro de datos operativos en línea, la cual debe incluir protección de los sistemas y de las bases de datos mediante sistemas redundantes internos y externos;

- d.** Mantener bases de datos que faciliten la regulación, el control, la fiscalización, así como el conocimiento de la ejecución de la planificación estratégica a cargo de cada actor en cada fase de la industria;
- e.** Monitorear, en tiempo real, los volúmenes de producción de petróleo y gas natural, en cada punto de control y fiscalización, así como los volúmenes de hidrocarburos de importación, transportados, de productos refinados, almacenados y comercializados;
- f.** Registrar y validar datos, variables e información procesada, como productos necesarios para el control y fiscalización de las actividades hidrocarburíferas;
- g.** Identificar áreas críticas y/o sensibles en las que se activen alertas y/o previsiones para el sector;
- h.** Alertar sobre la necesidad de acciones preventivas y/o correctivas que las unidades de la ARCH en el campo deben ejecutar para corregir las desviaciones o variaciones respecto de los parámetros de los límites de control establecidos;
- i.** Capturar, retro-alimentar y difundir información para la generación estadística relacionada con las actividades del sector y generar interconectividad con otros sistemas de monitoreo y control del Estado;
- j.** Generar información y confrontarla con los indicadores de gestión, con los cuales cada actor debe contar para su evaluación;
- k.** Identificar y gestionar proyectos que fortalezcan las actividades de control en el sector hidrocarburífero; y,

I. Generar Informes periódicos sobre la gestión del Centro de Monitoreo y Control Hidrocarburífero y de necesidades de actualización tecnológica (hardware y software) y de protección de los sistemas y de la información.

III. Responsable: Director del Centro de Monitoreo y Control Hidrocarburífero.

IV. Estructura Básica: El Centro de Monitoreo y Control Hidrocarburífero (CMCH-ARCH) tiene una estructura abierta, conformada con equipos de trabajo multidisciplinarios procedentes de los procesos de Control Técnico y Fiscalización de: Exploración y Explotación de Petróleo y Gas Natural, Transporte y Almacenamiento, Refinación e Industrialización, Comercialización de Derivados de Petróleo y de GLP y Gas Natural.

3.6.7 Dirección Jurídica, Trámite de Infracciones y Coactivas

I. Misión.- Velar y asesorar para la observancia de los principios constitucionales y legales, en las actuaciones de todas las dependencias de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

II. Atribuciones y Responsabilidades:

a. Dirigir y proveer de asistencia legal institucional, cabal y oportuna, a fin de que todas las actuaciones de la Agencia se realicen dentro del marco jurídico que determinan la Constitución de la República, leyes, reglamentos y demás instrumentos jurídicos aplicables;

b. Determinar los lineamientos de asesoría jurídica a la ARCH respecto a la aplicación de la normativa relacionada con el sector de hidrocarburos;

c. Dirigir y asesorar en materia de la aplicación de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública y en materia jurídica administrativa;

- d.** Emitir informes en los procesos relacionados con la elaboración o revisión de normativa, convenios y reglamentos que sean de interés institucional;
- e.** Asesorar a la Dirección de la ARCH en las reuniones de Directorio y administrar la documentación de ese cuerpo colegiado;
- f.** Emitir informes jurídicos para absolver consultas dirigidas a la Agencia;
- g.** Ejercer el patrocinio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en todos los procesos judiciales, extrajudiciales y constitucionales;
- h.** Presentar Acusaciones Particulares, en nombre y en representación de la ARCH en los procesos derivados de los operativos, interinstitucionales o no, de control del tráfico ilegal, del uso indebido y el contrabando, de ser el caso.
- i.** Dirigir el proceso de sustanciación de los expedientes administrativos de infracciones hidrocarburíferas;
- j.** Emitir informes para calificar y resolver los recursos de apelación;
- k.** Emitir informes para calificar y resolver los recursos de reposición;
- l.** Ejercer la jurisdicción coactiva de la ARCH en el ámbito de su competencia;
- m.** Emitir informes periódicos sobre los resultados de la gestión del área;
- n.** Emitir certificados de inscripción en el Registro de Control Técnico de Hidrocarburos (RCTH) de los contratos de comercialización y de distribución de combustibles, suscritos por EP PETROECUADOR con empresas privadas, estatales y de economía mixta; transferencias de derechos y obligaciones de los titulares de contratos, los diferentes tipos de autorizaciones y de permisos

de operación de instalaciones, facilidades hidrocarburíferas, de puntos de venta y afines, sin limitarse a ellos; y,

o. Velar por la actualización y mantenimiento del Registro de Control Técnico Hidrocarburífero en las coordinaciones de la ARCH Matriz y de las ARCHI; así como realizar control de su gestión.

III. Responsable: Director de Asesoría Jurídica.

IV. Estructura básica: La Dirección de Asesoría Jurídica, Tramite de Infracciones y Coactivas tiene una estructura abierta conformada por equipos de abogados o doctores en jurisprudencia para atender los siguientes procesos: a) Jurídico Administrativo y de Contratación Pública, b) Asesoría Legal Especializada y de Registro de Control Técnico de Hidrocarburos, c) Trámite de Infracciones Hidrocarburíferas, d) Patrocinio Judicial y Jurisdicción Coactiva.

3.6.8 Dirección de Programación

I. Misión: Proporcionar el soporte a la gestión de la planificación institucional y articulación de la planificación sectorial.

II. Atribuciones y Responsabilidades:

a. Coordinación de la definición de lineamientos de política institucional;

b. Validación del catálogo de proyectos institucionales;

c. Validación del diseño del sistema de planificación institucional;

d. Dirección de la elaboración de planes estratégicos y, en coordinación con la Dirección Administrativa Financiera los planes operativos;

e. Aprobación de instrumentos e instructivos para la formulación de los planes estratégicos y operativos, y la gestión de los proyectos instituciones;

- f. Aprobación de lineamientos para el Seguimiento y Evaluación de planes, programas y proyectos institucionales;
- g. Validación de informes consolidados de la evaluación plurianual y operativa;
- h. Dirección de la elaboración de informes de la gestión institucional;
- i. Aprobación de instrumentos e instructivos para la evaluación institucional, y proyectos institucionales;
- j. Emitir diagnósticos de la situación de la Agencia con el propósito de conocer las necesidades de fortalecimiento institucional;
- k. Dirigir el diseño, desarrollo e implementación de programas y proyectos para el desarrollo y fortalecimiento institucional;
- l. Establecer lineamientos para la formulación, ejecución y evaluación de proyectos institucionales;
- m. Presentar inventario de proyectos, así como informes consolidados de su ejecución y evaluación;
- n. Dirigir la administración del sistema de gestión por procesos de la entidad para optimizar el uso de los recursos, mejorar la calidad y agilidad en la prestación de los servicios;
- o. Intervenir en los procesos de cambio y transformación institucional que se generen en base al cumplimiento de normas técnicas de general aceptación;
- p. Efectuar el seguimiento y control de gestión que permita evaluar el desempeño institucional y preparar los informes de rendición de cuentas de la Dirección de la ARCH; y,
- q. Emitir informes periódicos sobre los resultados de la gestión del área

III. Responsable: Coordinador de Proceso

IV. Estructura básica: El proceso de Programación tiene una estructura abierta conformada por equipos de trabajo multidisciplinarios.

3.6.9 Dirección de Coordinación Interinstitucional

I. Misión.- Coordinar la gestión interna de la ARCH con la interinstitucional para garantizar una participación institucional, eficiente y oportuna, en la consecución de los objetivos inter-institucionales para el control, fiscalización de las operaciones, de actividades hidrocarburíferas (sean contratadas y/o delegadas o no por la Secretaría de Hidrocarburos) y la integridad física y operativa de las instalaciones de la industria, en general, y para la lucha contra el tráfico ilegal, el desvío y el contrabando de combustibles, Gas natural y GLP, en particular.

II. Atribuciones y responsabilidades

- a.** Identificar las necesidades de coordinación interna y externa, dentro y fuera del país para cumplir con la misión institucional;
- b.** Administrar un registro de las instituciones del país y del exterior, con las que se mantienen relaciones de cooperación interinstitucional;
- c.** Administrar internamente el proceso de coordinación intra institucional e inter-institucional entre la Dirección Ejecutiva y las Agencias Regionales;
- d.** Gestionar las relaciones interinstitucionales para la consecución de los objetivos de la ARCH en concordancia con otros actores relacionados con el sector hidrocarburífero del país;
- e.** Promover la suscripción de convenios y alianzas estratégicas con instituciones locales vinculadas e internacionales relacionadas con el sector;
- f.** Gestionar la consecución de transferencia de experiencias, la asistencia técnica y tecnológica de entes de regulación y control hidrocarburíferos, así

como consultoría internacional para implementar procesos de mejoramiento continuo de la ARCH;

g. Coordinar la gestión inter-institucional en la lucha contra el tráfico ilegal, el desvío para uso indebido y contrabando de los hidrocarburos y sus derivados de petróleo y GLP;

h. Coordinar con instituciones similares de otros países para elaborar, planes de pasantías dirigidas a los funcionarios de la ARCH;

i. Organizar y coordinar eventos para unificar criterios, identificar nuevas tendencias y debatir sobre temas relacionados con la regulación y el control del sector hidrocarburífero;

j. Optimizar las relaciones internas entre la Dirección de la ARCH y sus Direcciones de Control Técnico con las Agencias Regionales;

k. Coordinar las relaciones interinstitucionales con entidades del Estado (Contraloría General del Estado, Secretaría Técnica de Soberanía Energética, Fuerza Pública, UIDEH, Secretaría Nacional de Transparencia de Gestión, etc.) que requieran de la participación y del apoyo institucional y operativo de la ARCH para velar por los recursos naturales y el buen uso de los combustibles y el GLP, así como la integridad física y operativa de las instalaciones hidrocarburíferas a nivel nacional;

l. Supervisar que las Agencias Regionales reciban la información oportuna de las otras dependencias de la ARCH para el cumplimiento de las funciones asignadas;

m. Supervisar el proceso de entrega de información oportuna, confiable y completa por parte de las Agencias Regionales a la Dirección de la ARCH

como insumo para planificar, tomar decisiones, controlar la gestión y proceder a la rendición de cuentas;

n. Apoyar a la Dirección de la ARCH en la coordinación de las relaciones con los medios de comunicación, nacionales e internacionales;

o. Generar Informes periódicos sobre los resultados de la gestión del área;

p. Direccionar y dar seguimiento y control de cumplimiento de obligaciones y ejercicio de los derechos en los convenios y contratos nacionales e internacionales en el ámbito institucional y sectorial;

q. Realizar el análisis del entorno e identificar las nuevas tendencias y necesidades institucionales para insertar a la ARCH en el contexto internacional de la regulación y el control hidrocarburífero;

r. Controlar y dar seguimiento de los convenios y contratos nacionales e internacionales;

s. Articular la gestión de riesgos en el marco de la coordinación interinstitucional y sectorial;

t. Dirigir la elaboración de planes de contingencia de las instalaciones de la ARCH, y de auto-protección interinstitucional, planes de prevención de riesgos y movilización en el ámbito ministerial; y,

u. Dirigir la elaboración de planes de capacitación en gestión de riesgos.

3.6.10 Dirección Administrativa Financiera

I. Misión.- Administrar los recursos humanos, financieros y materiales para brindar un soporte efectivo y eficiente a la gestión estratégica y técnica de la ARCH y ejercer el control del buen uso de los recursos e ingresos institucionales, a nivel nacional.

II. Atribuciones y Responsabilidades

a. Determinar las necesidades de recursos humanos, financieros y materiales en base a los planes estratégicos y operativos;

b. Generar los presupuestos para la gestión de la ARCH, en base de los planes estratégicos y operativos de la institución;

c. Evaluar de manera permanente la ejecución presupuestaria de la institución para la administración eficiente de los recursos asignados;

d. Dirigir y controlar el proceso de recaudación, a nivel nacional, de los recursos económicos relacionados con la gestión institucional;

e. Gestionar la obtención y la disponibilidad de recursos financieros para el funcionamiento de la institución;

f. Recomendar políticas para optimizar el buen uso de los recursos;

g. Ejecutar las políticas y directrices para la eficiente administración de los recursos humanos, financieros y materiales de la entidad;

h. Supervisar la gestión de los recursos humanos para incrementar la productividad y la satisfacción laboral;

i. Controlar que existan las condiciones de funcionamiento que faciliten las operaciones de la institución mediante la dotación de infraestructura, equipamiento y movilización;

j. Supervisar la dotación de servicios administrativos de seguridad, limpieza, mantenimiento, reparación y otros relacionados; así como la dotación de servicios básicos;

k. Supervisar la adquisición, uso y custodia de bienes muebles e inmuebles, y la contratación para la dotación de servicios;

l. Controlar el sistema de administración de bienes de la institución; y,

m. Generar informes periódicos sobre los resultados de la gestión del área.

III. Responsable: Director Administrativo Financiero

IV. Estructura básica: La Dirección Administrativa Financiera tiene una estructura abierta conformada por equipos de trabajo multidisciplinarios para gestionar los procesos de Administración de Talento Humano, Gestión de Recursos Financieros y Gestión de Recursos Materiales

CAPÍTULO IV

4. TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

4.1 TRANSPORTACIÓN DEL PETRÓLEO

¿Qué podría ser la producción de petróleo si no contara con sistemas de transporte?

Evidentemente, nada. Por ello, la industria petrolera concibe acciones integrales donde se sincronizan actividades de diferente orden, para lograr los objetivos de convertir el recurso petrolero en un bien de utilidad económica y de bienestar humano.

El transporte del petróleo es una de las actividades del conjunto de operaciones de la industria, que a través de una actividad sostenida, almacena y conduce el crudo a diferentes puntos de entrega; sea para ser vendida, o para abastecer refinerías y procesar derivados.

El petróleo por naturaleza se lo encuentra en diferentes estados, sea este líquido o sólido. De acuerdo a su estado se constituyen medios de transporte para su movilización; por lo general el sector hidrocarburífero lo mantiene por sus facilidades de transporte en estado líquido, ya que de este modo se pueden transportar grandes volúmenes para satisfacer la demanda a nivel mundial o sectorial de un país.

Es común ver al petróleo en estado líquido, pues su producción se da en el subsuelo a varios metros o kilómetros del mismo, esta etapa de obtención la facilitan los pozos petrolíferos que necesitan trasladar la materia prima de un lugar a otro para ser tratada. Puesto que los puntos de producción se encuentran en zonas muy alejadas de los lugares de consumo, el transporte del crudo se convierte en un aspecto fundamental de la industria petrolera, que exige una gran inversión, tanto si el transporte se realiza mediante

oleoductos, como si se realiza mediante buques especiales denominados “petroleros”.

Al principio de la industria petrolífera, el petróleo generalmente se refinaba cerca del lugar de producción. A medida que la demanda fue en aumento, se consideró más conveniente transportar el crudo a las refinerías situadas en los países consumidores.

Por este motivo, el papel del transporte en la industria petrolífera es muy importante. Hay que tener en cuenta que Europa occidental importa el 97% de sus necesidades, principalmente de África y de Oriente Medio y Japón, el 100%.

En Europa, el aprovisionamiento de zonas industriales alejadas del mar exige el equipamiento de puertos capaces de recibir los superpetroleros de 300.000 y 500.000 Tm de carga, almacenamientos para la descarga y tuberías de conducción de gran capacidad.

En Latinoamérica el transporte de petróleo se maneja también a gran escala ya que la demanda principalmente de los Estados Unidos, requiere de abastecimiento continuo por parte de los países productores de menor escala como son los países de centro américa y Sudamérica, que viven por lo general de la regalías que deja la exportación del petróleo.

MEDIOS DE TRANSPORTE

Aunque todos los medios de transporte son buenos para conducir este producto (el mar, la carretera, el ferrocarril o la tubería), el petróleo crudo utiliza sobre todo dos medios de transporte masivo: los oleoductos de caudal continuo y los petroleros de gran capacidad.

Los otros medios de transporte (barcos de cabotaje, gabarras, vagones cisterna o camiones cisterna, entre otros) se utilizan, salvo casos

excepcionales, como vehículos de distribución de productos terminados derivados del petróleo.

4.1.1 TRANSPORTE POR TIERRA

El transporte del petróleo comienza en la superficie del pozo, recorre un itinerario de rutas y redes y termina en su destino final de consumo.

El sistema de transporte y distribución tiene dos momentos netamente definidos: el primero es el traslado de la materia prima desde los yacimientos hasta la refinería donde finalmente será procesada para obtener los productos derivados; el segundo es el de la distribución propiamente dicha, cuando los subproductos llegan hasta los centros de consumo.

En tierra o para cortas distancias en el mar se utilizan los oleoductos. Estos demandan enormes inversiones de capital para su construcción; pero los costos de mano de obra y mantenimiento son relativamente bajos.

Cuando el petróleo crudo ha sido transportado por un oleoducto a una terminal portuaria puede ser transferido a bordo de un buque tanque para ser llevado a las refinerías donde será procesado o bien exportado como tal.

Es fundamental entonces establecer que el transporte por tierra es uno de los principales medios para transportar el crudo, ya que su dependencia se basará más que todo en un conjunto de interconexiones o puntos de abastecimientos conectados por tuberías, que son las arterias de conducción del combustible fósil.

4.1.1.1 Oleoductos

Un oleoducto es el conjunto de instalaciones que sirve de transporte por tubería de los productos petrolíferos líquidos, en bruto o refinados. El término

oleoducto comprende no sólo la tubería en sí misma, sino también las instalaciones necesarias para su explotación: depósitos de almacenamiento, estaciones de bombeo, red de transmisiones, conexiones y distribuidores, equipos de limpieza, control medioambiental, etc.

El diámetro de la tubería de un oleoducto oscila entre 10 centímetros y un metro. Los oleoductos de petróleo crudo comunican los depósitos de almacenamiento de los campos de extracción con los depósitos costeros o, directamente, con los depósitos de las refinerías.

Pueden ser tanto de superficie (sobre caballetes) como subterráneos, con una velocidad estimada de crudo de 5km/h.



Figura 3. Oleoducto Vía Winchele Esmeraldas
Fuente: Cedeño M. (2014).

Clasificación según la sustancia que transportan:

Tabla 2. Clasificación de Ductos según la Sustancia que Transporta.

SUSTANCIA	FORMA DE TRANSPORTE
GAS	GASODUCTO
CRUDO REDUCIDO	OLEODUCTOS
GASOLINA	POLIDUCTOS
PROPANO	PROPADUCTOS

Las líneas de conducción del petróleo se pueden clasificar en:

- Líneas de Pozos
- Líneas Colectoras
- Oleoductos Principales
- Oleoductos Secundarios

Fabricación de Oleoductos

- Se fabrican tuberías de 4 ½ a 80 pulgs de diámetro.
- Los aceros están comprendidos en una amplia gama (estándar o especial), según el pedido.

Procesos de Producción

- Soldadura por resistencia eléctrica (ERW).
- Soldadura longitudinal por arco sumergido (LSAW).
- Soldadura helicoidal por arco sumergido (HSAW).
- Caños sin costura.

Diseño de Oleoductos

El diseño de cañerías en instalaciones de producción incluye la selección del diámetro y del espesor de la pared capaz de soportar la presión necesaria para vencer las pérdidas de carga entre los puntos de partida y llegada, como así también el tipo de material adecuado para el tipo de fluido que transporta.

En los países que se suministran de crudos por vía marítima, el oleoducto asegura el enlace entre los depósitos portuarios de recepción y las refinerías del interior.

En la actualidad hay en el mundo más de 1.500.000 kilómetros de tubería destinados al transporte de crudos y de productos terminados, de los cuales el 70 por ciento se utilizan para gas natural, el 20 por ciento para crudos y el 10 por ciento restante para productos terminados (carburantes).

Los Estados Unidos tienen la red de oleoductos más densa del mundo. En Europa existen cinco grandes líneas de transporte de crudo que, partiendo de los terminales marítimos de Trieste, Génova, Lavera, Rotterdam y Wilhelmshaven, llevan el petróleo a las refinerías del interior. Esta red es de 3.700 kilómetros, una extensión que se queda pequeña si se compara con los 5.500 kilómetros del oleoducto del Comecón o de la Amistad, que parte de la cuenca del Volga-Urales (600 kilómetros al este de Moscú) y que suministra crudo a Polonia, Alemania, Hungría y otros países centro europeos.

Cómo funciona un oleoducto

El petróleo circula por el interior de la conducción gracias al impulso que proporcionan las estaciones de bombeo, cuyo número y potencia están en función del volumen a transportar, de la viscosidad del producto, del diámetro de la tubería, de la resistencia mecánica y de los obstáculos geográficos a sortear. En condiciones normales, las estaciones de bombeo se encuentran situadas a 50 kilómetros unas de otras.

El crudo parte de los depósitos de almacenamiento, donde por medio de una red de canalizaciones y un sistema de válvulas se pone en marcha la corriente o flujo del producto. Desde un puesto central de control se dirigen las operaciones y los controles situados a lo largo de toda la línea de conducción. El cierre y apertura de válvulas y el funcionamiento de las bombas se regulan por mando a distancia.

Una gran obra de ingeniería

La construcción de un oleoducto supone una gran obra de ingeniería y por ello, en muchos casos, es realizada conjuntamente por varias empresas. También requiere de complicados estudios económicos, técnicos y financieros con el fin de garantizar su operatividad y el menor impacto posible en el medio ambiente.

El trazado debe ser recto en la medida de lo posible y, normalmente, la tubería es enterrada en el subsuelo para evitar los efectos de la dilatación. Los conjuntos de tubos se protegen contra la corrosión exterior antes de ser enterrados.

Las tuberías se cubren con tierra y el terreno, tras el acondicionamiento pertinente, recupera su aspecto anterior.

4.1.1.2 Poliductos

Los poliductos son redes de tuberías destinados al transporte de hidrocarburos o productos terminados. A diferencia de los oleoductos convencionales, que transportan sólo petróleo crudo, los poliductos transportan una gran variedad de combustibles procesados en las refinerías: keroseno, naftas, gas oil etc. El transporte se realiza en paquetes sucesivos denominados baches. Un poliducto puede contener cuatro o cinco productos diferentes en distintos puntos de su recorrido, que son entregados en las terminales de recepción o en estaciones intermedias ubicadas a lo largo de la ruta.



Figura 4. Poliducto Shushufindi – Quito, vía Chalpi.
Fuente: Cedeño M. (2014).

4.1.1.3 Gasoductos

El gas natural se extrae de pozos subterráneos o submarinos, este proceso de extracción es muy similar al del petróleo. Posteriormente se le extrae el exceso de agua, así como también sus impurezas.

Como generalmente los yacimientos de gas natural están alejados de las zonas urbanas, se debe transportar a través de un tubo subterráneo, denominado gasoducto (resultado de la suma de las palabras gas y ducto), hasta los centros de consumo.

Los Gasoductos son conducciones de acero o polietileno, que sirven para transportar gases combustibles a gran escala, por las que circulan a alta presión.

Los gasoductos son tubos inmensos empleados para transportar gas natural.

Los gasoductos pueden transportar combustible desde los pozos de producción hasta las refinerías y luego a terminales de almacenamiento y distribución. Muchos gasoductos son subterráneos. Los construidos sobre el

terreno se usan a menudo para transportar combustible hasta terminales marinas y desde ahí a otros lugares.

Aunque los gasoductos tienen una buena trayectoria en materia de seguridad, pueden averiarse y causar escapes, derrames o explosiones. Pueden averiarse por causa de corrosión, daños por excavación, daños por las condiciones del tiempo u otras fuentes externas o por defectos de los materiales. Esas averías pueden ocasionar daños al ser humano y aun la muerte, exponer a las personas y a la vida silvestre a contaminantes peligrosos y causar daño al medio ambiente y a la propiedad.

Elementos que conforman un gasoducto

- La tubería misma.
- Los caminos de acceso o mantenimiento.
- Las estaciones de recepción, de despacho, y de control, y las estaciones de compresores o bombeo.

Debido a la fricción interna y los cambios de elevación a lo largo de la línea, se requieren estaciones de refuerzo a intervalos regulares (por ejemplo, aproximadamente cada 70 km en los gasoductos, o poliductos que son muy largos, se instalan las estaciones de compresión a intervalos apropiados a lo largo de las líneas de transmisión de gas para mantener la presión. El oleoducto o gasoducto puede transportar petróleo crudo o gas desde el cabezal del pozo hasta la planta de transferencia o procesamiento. El petróleo o gas refinado pueden ser transportados al usuario final, que puede ser una planta petroquímica o termoeléctrica.

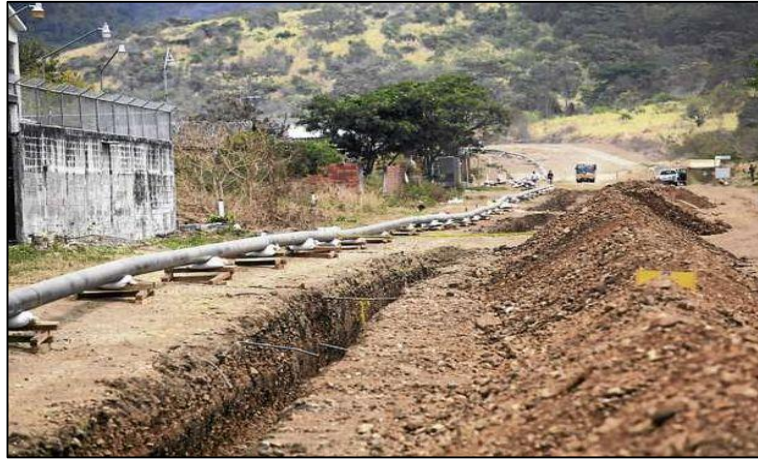


Figura 5. Gasoducto Monteverde – Pascuales (Guayaquil)
Fuente: Diario El Comercio. Mestanza J. (2012).

Tipos de Redes y Tuberías

Existen dos tipos de redes y tuberías de gas:

Sistemas de Recolección

Es uno o más segmentos de gasoducto, usualmente interconectados para conformar una red, que transporta gas desde una o más instalaciones de producción a la salida de una planta de procesamiento de gas.

El gas es transportado desde los pozos hasta una estación de flujo. El número de estaciones de flujo en el campo depende de la extensión geográfica del mismo, ya que la distancia entre los pozos y sus correspondientes estaciones deben permitir que el flujo se efectúe por la propia presión que muestran los pozos. Además estos sistemas consisten de varias líneas quizás interconectadas de diámetros pequeños de 4” a 8” y presiones en el rango de 0 a 500 psia.

Sistemas de transmisión

Es uno o más segmentos del gasoducto, usualmente interconectados para conformar una red, que transportan gas de un sistema de recolección, desde la salida de una planta de procesamiento, o un campo de almacenamiento, hacia un sistema de distribución de alta o baja presión, un cliente que compra un gran volumen, u otro campo de almacenamiento.

Se usan para transportar el gas natural, desde la estación de compresión hasta la estación de distribución para su comercialización o procesamiento. Requieren el uso de acero como material de construcción, ya que las tuberías son de grandes diámetros (12" a 48") y presiones típicas entre 700 y 1200 psia.

Características de las tuberías.

Las características de las tuberías para la construcción de gasoductos, oleoductos, poliductos y acueductos en la industria petrolera aparecen en las recomendaciones publicadas por el API, como también en los textos y publicaciones especializadas. Las tuberías disponibles son capaces de satisfacer todas las exigencias. La verdadera escogencia está en que la tubería satisfaga los requisitos de funcionamiento y que esto se cumpla con la mayor economía posible de diseño sin comprometer la eficacia de la instalación.

Es menester recordar que cuando se trata de la construcción de este tipo de instalaciones se está haciendo una obra para 15 o 20 años de servicio. Su funcionamiento está atado a la vida productiva de los yacimientos que sirve.

4.1.1.4 Auto Tanques Especiales

Los auto tanques, camión cisternas, tanqueros, etc., son vehículos pesados, que sirven como medio de transporte de hidrocarburos, estos carros se manejan por vía terrestre llevando cierta cantidad de volumen de combustible hacia su lugar de destino desde los puntos de llenado hasta los centros de despachos como son las gasolineras.

Estos vehículos pueden transportar los hidrocarburos cientos de kilómetros, lo que facilita al abastecimiento de los centros de consumo a nivel nacional siendo este el caso de un país.

Los camiones cisterna vienen en una amplia variedad de formas y tamaños. Si bien existen muchos tamaños, algunos se adhieren a los estándares establecidos por la Organización para la Estandarización (ISO), que suministra tamaños típicos para cisternas que son considerados seguros.

La cisterna es un depósito dedicado al transporte, habitualmente es de sección cilíndrica o más o menos elipsoidal, de eje horizontal, con casquetes o fondos abombados en sus extremos y provisto de válvulas, conducciones y dispositivos de carga y descarga. Estas cisternas se encuentran en la zona posterior de la cabeza tractora, es por ello que se conoce como camión cisterna, ya que esta está unida de forma fija al camión. Ahora bien las cisternas se pueden clasificar en:

- **Remolques:** en este tipo de camión la cisterna está ubicada sobre un bastidor que esta sostenido por ejes de ruedas delanteros y traseros, estos a su vez están unidos a una parte tractora o camión cisterna por un enganche.
- **Semirremolques:** estos camiones poseen de 2 a 4 pares de ejes de rueda que se unen a la parte tractora a través de una articulación especial donde queda fijado el pivote de sujeción de 2 pulgadas de

diámetro del que va provisto todo el semirremolque. El grado de llenado de estos camiones que están destinados al transporte de líquidos a temperatura ambiente es de mucha importancia, ya que nunca se debe de superar los grados de llenado, por ejemplo si este transporta materias inflamables si se supera el grado podría ser muy peligroso, se puede correr el riesgo de que haya escape y que se produzca una explosión.



Figura 6. Autotanque – Área Llenaderas de Productos Limpios, Esmeraldas.
Fuente: Cedeño M. (2014).

Los tanques de carga de los camiones cisterna están generalmente bien aislados y reforzados con el fin de evitar fugas accidentales o contaminación de la carga mientras ésta es transportada. El tamaño del tanque puede variar dependiendo del tipo de camión cisterna, existiendo grandes camiones con tanques que van desde los 20820 litros de capacidad hasta 34069 litros. Los materiales que componen el tanque de carga y el recubrimiento varía dependiendo del uso que se le dará al tanque; se utilizan diferentes materiales para garantizar el cumplimiento de las normas de seguridad, proporcionar resistencia a la corrosión o reacciones químicas, permitir que el tanque de carga sea presurizado o refrigerado, e incluso para resistir el daño de materiales en bruto o pesados que pueden ser transportadas dentro del tanque de carga. Todos los tanques de carga de los camiones cisterna deben estar equipados con señales con forma de diamante que indican cualquier

peligro que pueda producir la carga, tales como la inflamabilidad, el riesgo de explosión debido a la presurización o el peligro de naturaleza altamente corrosiva de la carga.

4.1.2 Transporte por mar

El transporte de petróleo por vía marítima, es actualmente el ideal, desde que el hombre utilizó por primera vez un objeto flotante para el transporte por agua, hasta lograr alcanzar el aspecto que hoy presenta dicho objeto, una variadísima tecnología ha tenido que ser desarrollada. No obstante el barco, en su concepción de elemento básico en el transporte marítimo ha sido en los veinticinco últimos años cuando realmente ha sufrido mayores transformaciones, pasando de ser un elemento que transporta carga a un elemento especialmente acondicionado para el transporte de un tipo de carga, y esencialmente de constituir un sistema diferenciado de transporte a formar parte de un sistema integrado de transporte considerado en su más amplia acepción. Este cambio en la funcionalidad del buque se desarrolla a partir de la II Guerra Mundial, alcanzando en la década de los sesenta un extraordinario auge y continuando su protagonismo en nuestros días.



Figura 7. Buque Tanque Golden Energy - Arribo Esmeraldas.

Fuente: Ramos F. (2010).

Evidentemente las transformaciones del buque como vehículo que ha de realizar su función en el medio marino han sido enormes, en cuanto a forma y constitución del casco, elementos de propulsión, condiciones de navegabilidad y seguridad, etc., pero en todo caso todo ello han sido incorporaciones tecnológicas a su aspecto náutico, no contribuciones específicas propias de su función esencial, el transporte de mercancías. Los nuevos tipos de barcos pueden clasificarse atendiendo a su función o a su forma de sustentación. La función ha sido desarrollada en orden a atender el continuo cambio tanto en la presentación física y manipulación de la mercancía tradicional, como para captar el transporte de otras muchas que nunca habían usado este sistema de transporte. La división relativamente reciente de:

-Cargueros (Cargo liner).

-Graneleros (Bulk carriers).

-Petroleros (Tankers).

Actualmente, 90 millones de barriles diarios de crudo se transportan por vía marítima. Esta cifra supone casi la mitad de la producción mundial de petróleo.

La mayor parte de esta mercancía pasa por uno de los denominados "chokepoints" del transporte marítimo, canales estrechos usados en las rutas marítimas mundiales que son verdaderos cuellos de botella, pero también vías cruciales desde el punto de vista geopolítico.

Son siete estos puntos estratégicos. Su bloqueo por algún conflicto internacional podría provocar el caos en los mercados energéticos y alteraciones en el precio del petróleo.

- **Estrecho de Ormuz**

Se estima que 17 millones de barriles de petróleo pasan por este estrecho diariamente. Por el circula más del 20% del crudo mundial.

Es, por tanto, una de las vías petrolíferas más importantes del mundo que une el golfo de Omán con el golfo Pérsico y punto clave en la confrontación entre Irán y EE.UU.

- **Estrecho de Malaca**

Uno de los puntos estratégicos más significativos a nivel mundial y el más importante de Asia, este estrecho separa la costa occidental de la península malaya y la isla indonesia de Sumatra.

Por él pasan al día 15 millones de barriles. Debido al rápido crecimiento de las economías en el sudeste asiático, el volumen de tránsito comercial se ha incrementado significativamente.

- **El canal de Suez y el oleoducto Sumed**

En esta región circulan diariamente 2,4 millones de barriles de petróleo.

El canal, una vía artificial de navegación de 163 kilómetros de longitud, conecta el mar Mediterráneo con el mar Rojo a través del istmo de Suez, ubicado en la península del Sinaí. Casi 20.000 barcos atraviesan este canal.

También en Egipto se encuentra el Sumed, un oleoducto petrolero que une una terminal en el golfo de Suez con otra en el mar Mediterráneo. Es una alternativa al canal para el transporte de petróleo desde el golfo Pérsico hacia Europa y el Mediterráneo.

- **Estrechos daneses**

Son tres canales que conectan el mar Báltico con el mar del Norte. Este cuello de botella es la ruta que siguen 3 millones de barriles de crudo al día. Su

importancia va creciendo a medida que Europa aumenta las importaciones de energía de Rusia.

- **Estrechos de Turquía**

Los estrechos del Bósforo y los Dardanelos son algunos de los que cuentan con mayor densidad de tráfico del mundo. Por estos estrechos circulan unos 50.000 buques y se transportan 3 millones de barriles diarios de petróleo.

- **Estrecho de Bab el Mandeb**

Enlaza el mar Rojo con el golfo de Adén en el océano Índico y se considera uno de los más peligrosos. Separa el cuerno de África, en el continente africano, de la península arábiga, en el continente asiático. Unos 3,2 millones de barriles atraviesan este estrecho cada día.

- **Canal de Panamá**

Este canal de navegación interoceánico entre el mar Caribe y el océano Pacífico, de aproximadamente 80 kilómetros de largo, es la vía comercial más importante de América. Unos 14.000 barcos lo cruzan cada año. Sus principales usuarios son EE.UU., China, Japón y Chile. Casi 800.000 barriles de crudo lo cruzan diariamente.

No cabe duda que el auge del petróleo, cumple a cabalidad una gran importancia en lo que respecta a su comercialización por mar, pues grandes volúmenes de combustible son a diario transportados por todas las aguas del mundo para abastecer las grandes industrias de las diferentes partes del mundo que colaboran con el desarrollo de tecnologías, medicinas, alimentos, etc., que suplen las necesidades del ser humano para un mejor vivir.

4.1.2.1 Carga y Descarga de Buques

El equipo de carga y descarga en petroleros de crudo se basa en un sistema relativamente simple, aunque de máxima importancia en este tipo único de buques.

Sistemas en general:

El sistema de línea de carga es el elemento básico del manejo de la carga en un petrolero de crudo.

El tratamiento o manejo de la carga incluye todo su transporte, manejo del lastre, cargado, descargado, transferencia interna de carga, limpieza de tanques (ya sean de carga o agua), calentamiento de la carga, etc.

Un petrolero de crudo tradicional viene equipado con una eficiente línea de carga y descarga para introducción de la carga a bordo y su operación inversa a tierra. En el momento de descarga a tierra, el efluente atraviesa la cámara de bombas del buque, donde están ubicadas las bombas de carga.

Colector de descarga:

En cualquier petrolero de crudo, éste debe ir localizado en la cubierta externa en ambos costados del buque, para conectar con los sistemas de recepción para descarga de lastres sucios o aceites contaminados. Tanto estas líneas como las de descarga de lastres vienen permitidas bajo las regulaciones 9 y 10 de MARPOL 73/78 Anexo 1, donde también se incluye su ubicación en ambos costados del buque, sobre la línea de flotación en la condición de inmersión máxima estando el buque totalmente lastrado.



Figura 8. Operación de deslastrado sobre línea de flotación.
Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

Tanques de lastre segregados:

Todos los petroleros de crudo deben ir provistos de tanques de lastre segregados y equipados con un sistema de lavado con crudo en los depósitos de carga, así como los de construcción actual de doble casco, con tanques de lastre limpio independientes.

Éstos, a su vez, deben ajustarse a los siguientes requerimientos, cumpliendo con el párrafo (4) (b) de la regulación 18 de MARPOL 73/78:

- Un sistema de tubos para transporte de crudo, diseñados de forma que la retención de aceites en sus partes sea minimizada.
- Deben ir provistos de un sistema que drene por completo las tuberías y bombas de carga en la consecución de la operación de descarga, que a su vez sea capaz de descargar dichos drenajes a tierra, a un tanque de carga o a un tanque slop.

Debiendo igualmente, en cualquier buque de este tipo, realizarse la descarga de agua de lastre de tanques de carga así como aguas contaminadas por encima de la línea de flotación. Los petroleros ya existentes a los que no se les haya realizado la modificación podrán realizar dichas descargas bajo la línea de flotación previo análisis y descontaminación del agua.

Descarga de lastres sucios:

Las descargas de estas aguas contaminadas en petroleros de crudo se realizan por gravedad por debajo de la línea de flotación, habiendo dejado previamente el tiempo suficiente para la decantación de las fases en la correcta separación del agua y las sustancias oleosas, medido previamente a su descarga el nivel de contaminación mediante un detector en la interfaz agua-aceite citado en la regulación 15(3) (b) de MARPOL 73/78 Anexo 1, como el que se detalla en la imagen.



Figura 9. Detector de Interfaz Agua – Aceite, T2000-TSS-02, para Buque Tanques.

Fuente: Tanktech - Virtual Nauti Expo Company. (2014).

Sistemas de línea en tanques de carga:

Este tipo de tuberías, especialmente adaptadas para estos particulares, vienen implementadas en secciones de una longitud que las hace manejables a fin de permitir futuras operaciones de sustitución o reparación. Las secciones de tubo vienen unidas mediante bridas, formadas éstas por una chapa de acero soldada en los extremos de las secciones con una parte final plana, donde vienen roscados los tornillos, cuyo número suele ser igual al diámetro de la sección en pulgadas, así como una junta interpuesta que consigue la estanqueidad del conjunto.



Figura 10. Entramado de tubos sobre la cubierta de un Buque Tanque.
Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

Las líneas descansan sobre soportes, los cuales vienen soldados en el fondo de los tanques, en el fondo de la cámara de bombas y cubierta principal. Para reducir el desgaste, cuando el acero de las secciones ve el acero de los soportes, se intercala algún material suave, véase madera u otros.

Cabe hacer un inciso en la flexibilidad requerida en estos sistemas que recorren gran parte de la eslora del buque. Y es que en situaciones de mar embravecido y ola amplia se hace perceptible la forma en que flota la totalidad de la estructura del casco sometida a los efectos de quebranto y arrufo por causa de las olas. Esta tendencia a la deformación debe ser seguida por las líneas de tubos que, mediante el uso de juntas flexibles, llamadas juntas de expansión, así como apoyos libres, soslayan su propia fractura.



Figura 11. Caja de Fangos, para retención de residuos sólidos.
Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

Una junta de expansión también permite el desplazamiento longitudinal relativo entre secciones de la línea. Éstas también vienen unidas entre las secciones mediante tornillos y juntas planas.

De otro lado se intercalan estratégicamente cajas de fangos cuyo cometido es el de recoger partículas arenosas y gravas que contiene el crudo durante su carga. Los emplazamientos típicos son previos a la entrada en las bombas de carga, a fin de proteger el impulsor.



Figura 12. Disposición de la Boca de Campana en el Fondo del Tanque de un Buque Tanque.

Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

Otro punto vital del sistema es aquel en que la línea entra en el tanque de carga. En este punto el crudo entra en la operación de carga y sale en la de descarga. Estos puntos de succión principales vienen emplazados en el centro y costados de estribor y babor. Estas tomas, llamadas bocas de campana o “pies de elefante” tienen un área de 1,5 veces el área del tubo, y bajo esta se colocan soldadas sobre el fondo unas barras que controlan el movimiento del líquido a la entrada, reduciendo las posibilidades de cavitación.



Figura 13. Válvula de Compuerta.

Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

Válvulas:

A bordo de los petroleros de crudo existen tres tipos de válvulas. Las de mariposa, las de globo y las de compuerta.

Las válvulas de compuerta se usan, por ejemplo, en las líneas principales de salida. Proveen un ajuste seguro y sólido aunque son lentas e incómodas de operar.

Las válvulas de globo se usan por ejemplo en los sistemas presurizados y de vacío, donde supervisa las condiciones de presión en los tanques. El sistema abre cuando la presión llega a un nivel prefijado. Estas son comunes en la planta de gas inerte y en la línea principal de gas inerte.

Este tipo de válvulas también se producen como válvulas anti retorno.



Figura 14. Válvula de Mariposa.

Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

Las válvulas de mariposa son las más comunes de entre las empleadas en petroleros de crudo. Éstas vienen emplazadas en todo el sistema de manejo de la carga, desde las líneas de fondo, pasando por la cámara de bombas y todo el recorrido hasta los colectores. La mariposa puede ser operada tanto manual como hidráulicamente.

Estas válvulas son de uso rápido y sencillo, seguras, fácilmente desmontables y ocupan un volumen reducido.



Figura 15. Válvula de Globo.

Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

Líneas de fondo:

En el caso de esta imagen, el buque está provisto de 4 tanques centrales y 5 pares de tanques laterales, todos ellos para carga de crudo. Las líneas principales de carga están localizadas en los tanques centrales. Con el término “líneas de fondo” entendemos que estas se encuentran en el fondo del buque, soportadas normalmente a una altura de entre 4 y 6 pies del fondo. Las válvulas de cruce interconectan los extremos de las líneas entre sí.

En este esquema se observa como cada línea central suministra a su grupo de tanques, uno central y dos laterales, con los que se procura por su distribución que no alteren el centro de gravedad del buque. Todas estas líneas finalizan en sus respectivos tanques mediante las campanas de succión antes comentadas.

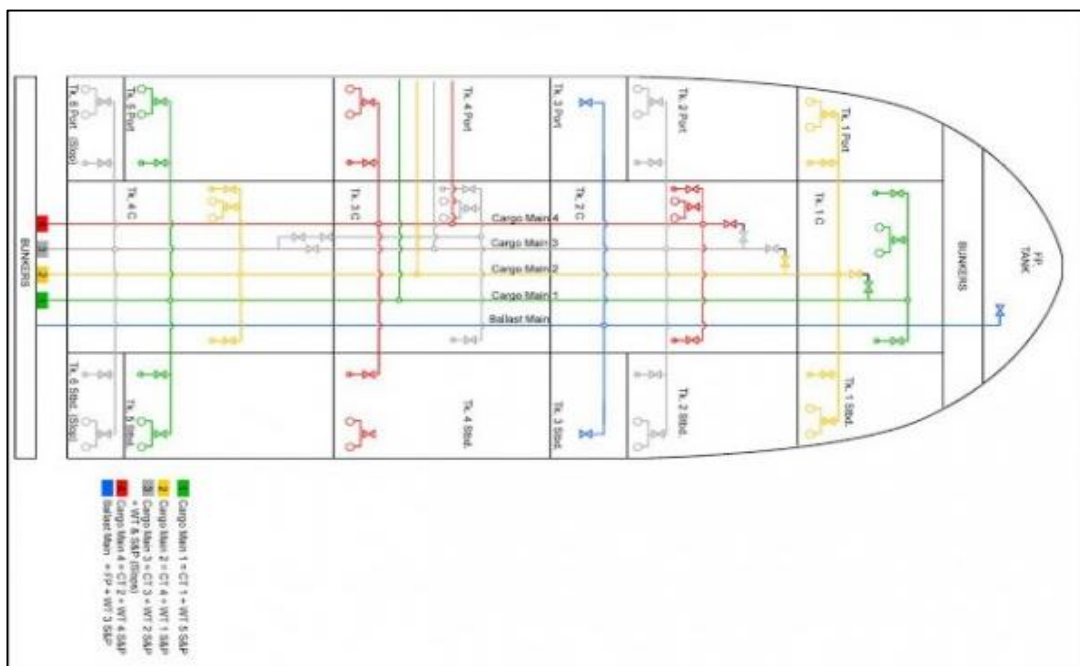


Figura 16. Líneas de carga de crudo de Fondo de un Buque Tanque.

Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

Líneas de llenado:

Estas líneas se emplean durante la carga del crudo. Mediante el cierre de las válvulas principales de la línea de cubierta, la carga es dirigida a los tanques

cuando se emplean estas líneas. Por tanto, tal como puede verse en el esquema, la cámara de bombas está totalmente aislada de la carga durante el embarque. Sin embargo, durante la descarga las líneas de llenado están aisladas de la carga manteniendo cerradas las válvulas de llenado.

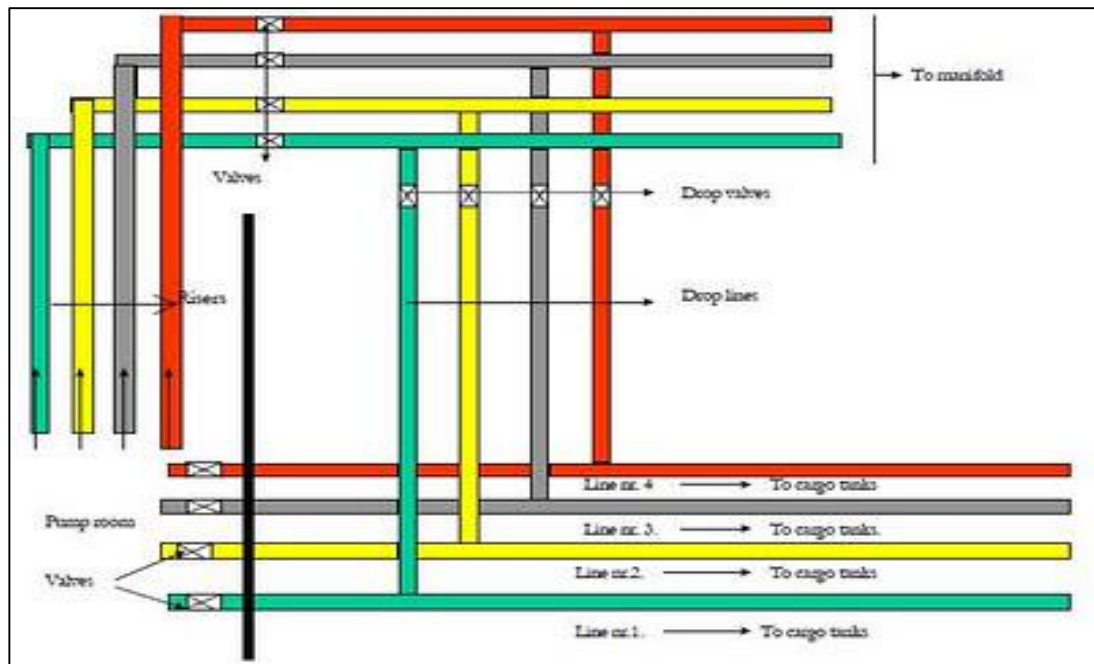


Figura 17. Esquema Válvulas de Llenado de un Buque Tanque.
Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

Cámara de bombas:

Éste es el punto principal donde van interconectadas la línea de puerto y las líneas del buque. Las líneas de fondo dirigen el crudo desde los tanques hasta las bombas principales.

Los actuadores que mueven dichas bombas, ya sean de vapor o eléctricos, van instalados en la cámara de máquinas, accionando a distancia los ejes de las bombas, atravesando el mamparo mediante sellos neumáticos que impiden el paso de gases de hidrocarburos hacia la cámara de máquinas con el consiguiente riesgo de incendio en éste punto crítico del buque. Esta cámara viene normalmente emplazada entre la cámara de máquinas y los tanques de carga, y la razón de que esto sea así es la peligrosidad que se

deriva de su operativa. Por otra parte, garantiza un cómodo acceso a sus componentes para reparaciones, sustituciones y control.



Figura 18. Cámara de Bombas de un Buque Tanque.
Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

El sistema de succión, para descarga a puerto de los tanques de crudo, viene equipado con bombas de succión y eyectores, así como un sistema de vacío en las bombas que permite mantener su succión cuando solo resta una pequeña cantidad de crudo en los tanques. En este punto vienen muy inter relacionados el sistema de carga y el sistema de lastre, siendo todo ello monitorizado y controlado bien manualmente, bien remotamente desde la sala de control de cargas o bien desde el puente del buque.

De otro lado, tal como se comentaba, la inter relación entre el sistema de lastre y el de bombeo de crudo, puede apreciarse en el siguiente esquema de una cámara de bombas, donde el sistema de agua de lastre “S.W. suct. Y B.W.Pp” actúa llevando agua salada al sistema de lavado de los tanques, en caso de que todavía se haga así. Tras un lavado con agua salada, la mezcla de crudo y agua se lleva a los tanques slop, donde se deja decantar hasta que la fase del agua cumpla las concentraciones máximas exigidas por MARPOL, momento en que podrá achicarse al mar.

Cabe remarcar que normalmente, como aquí puede observarse, los sistemas se numeran correlativamente de uno a otro costado del buque.

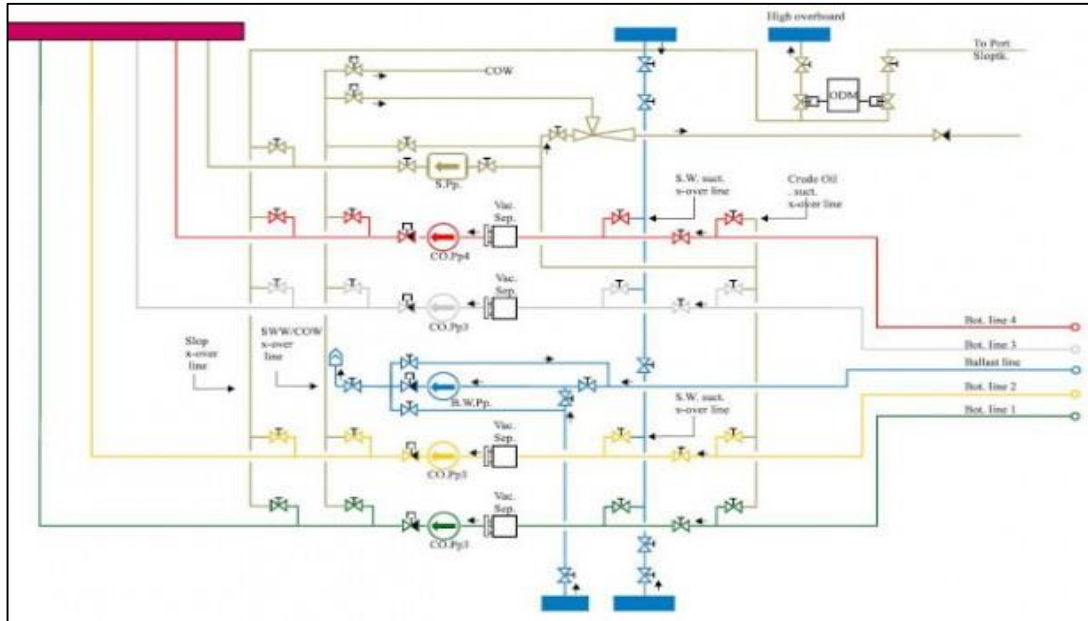


Figura 19. Sistema de Agotamiento de los Tanques en un Buque.
Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

En el siguiente esquema puede observarse la disposición del sistema de agotamiento de los tanques, donde se ha empleado un sistema en que no se hace necesario emplear por separado bombas de agotamiento, si no que se integra todo en el mismo conjunto.

En éste, la unidad de control desempeña las funciones de monitorización y control de carga, descarga y lastrado, así como las desconexiones y paros de emergencia, activación de alarmas y control de válvulas.

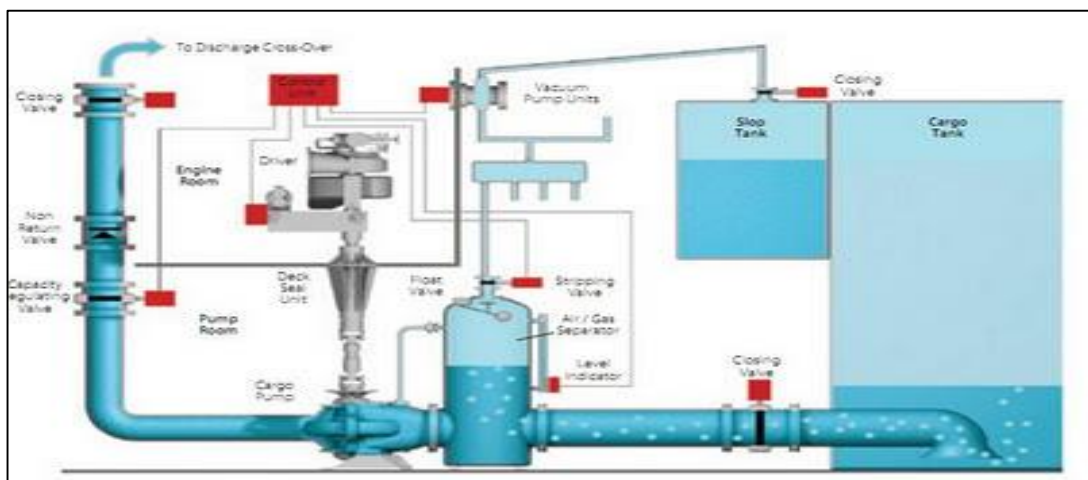


Figura 20. Monitoreo, Control de Carga, Descarga y Lastrado de un Buque.
Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

Líneas de cubierta:

En un petrolero de crudo, el mismo sistema principal cambia de nombre en función de su emplazamiento. Por tanto, nos encontramos que, dentro del mismo sistema, cuando se mira de las bombas de carga a los tanques de carga se habla de líneas de fondo, cuando se hace desde el lado de descarga de las bombas se habla de líneas verticales que, cuando aparecen en la cubierta principal, cambian a líneas de cubierta.

Cabe destacar que todos los siguientes sistemas van de alguna manera integrados en el sistema de manejo de la carga, y por tanto relacionados con la cámara de bombas.

Las líneas de cubierta son una prolongación de las líneas verticales desde la cámara de bombas, y pueden ser independientemente aisladas de las bombas mediante las válvulas principales de cubierta.

Estas líneas de cubierta finalizan en los colectores, donde el buque se conecta a terminal en puerto mediante mangueras y los accesorios que fueren. Dichos colectores vienen igualmente numerados a las líneas de las que provienen. Por lo que, en conclusión, el colector 1 viene suministrado por la línea de cubierta 1, que a su vez viene en prolongación de la línea vertical 1, prolongación de la línea de fondo 1 que es suministrada por la bomba 1. De otro lado existen colectores de cruce que permiten intercambiabilidad entre los diferentes sectores de las líneas.

De otro lado encontramos la línea de pequeño diámetro que suministra, desde la bomba de agotamiento, a un colector.

En la siguiente imagen se presenta un esquema de una posible disposición para estas líneas de cubierta.

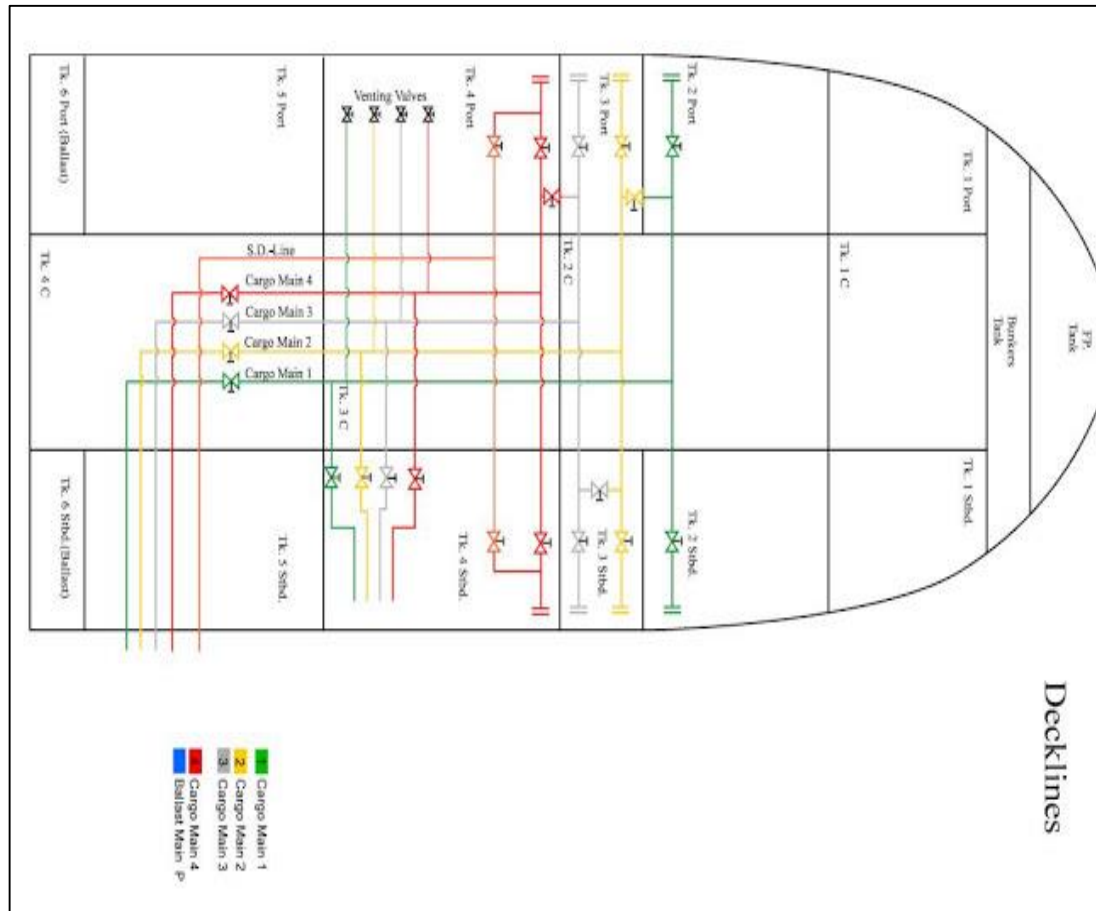


Figura 21. Esquema Líneas de Cubierta en un Buque Tanque.
Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

Líneas de lavado con crudo COW:

COW, acrónimo inglés de *crude oil washing*, son las que llevan el hidrocarburo a las respectivas máquinas de lavado con crudo en sus correspondientes tanques.

Esta línea viene abastecida del lado de descarga de la cámara de máquinas y va reduciendo progresivamente su diámetro a fin de garantizar la presión necesaria en las máquinas COW.

Las líneas COW tienen la posibilidad de ser purgadas a cualquiera de las líneas de carga principales.

En el siguiente esquema, se presenta una posible disposición de este sistema de lavado con crudo.

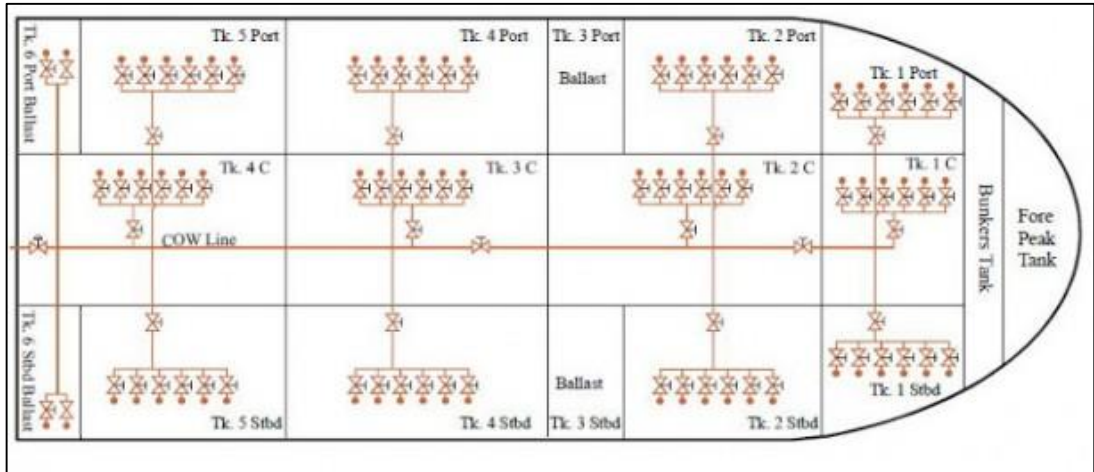


Figura 22. Esquema Sistema de Lavado con Crudo en un Buque Tanque.
Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

Líneas de gas inerte:

Para el control de la atmósfera en los tanques de crudo, las líneas de gas inerte se encuentran en la cubierta principal y llevan a cada uno de los tanques. Estas líneas suministran los tanques de carga durante las operaciones de descarga o lavado de tanques. Algunos de estos sistemas van conectados a un suministro común, dotado de válvulas de presión/vacío a fin de regular la presurización y vacío en los tanques de carga. Otros sistemas implementan dichas válvulas en cada uno de los tanques.

En la siguiente imagen se presenta un esquema de su disposición.

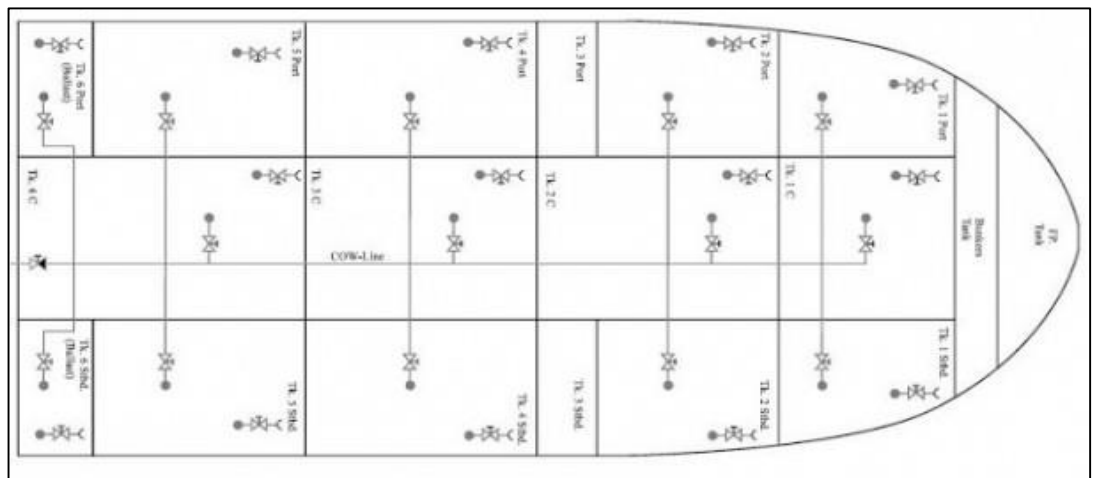


Figura 23. Esquema Líneas de Gas Inerte en un Buque Tanque.
Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

4.2 ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO

La necesidad de almacenar los recursos energéticos para controlar mejor su producción, su transporte, su distribución y su utilización es evidente en la medida en que se desea asegurar un abastecimiento abundante y regular de las industrias y de los consumidores. Ahora bien, la industria del petróleo como la del gas, están sometidas a riesgos de toda especie, cuyo origen puede ser debido a deficiencias técnicas, como las averías de las máquinas en las refinerías, a bordo de los buques o en los oleoductos; a causas naturales imprevisibles, como la incertidumbre en la prospección de los yacimientos, las tormentas en el mar y en tierra o los incendios; y también a problemas políticos, económicos y comerciales, como las crisis que afectan periódicamente las relaciones entre países productores y países consumidores.

El petróleo crudo se deposita en grandes tanques de acero, cada uno de los cuales tiene cabida para algunos centenares de barriles. Al calentarlo, la sustancia más ligera se convierte en un vapor que se recoge y se condensa. La temperatura permanece fija mientras se está evaporando dicha sustancia, pero tan pronto como toda ella ha sido transformada en vapor, la temperatura comienza a elevarse hasta alcanzar el punto de ebullición de la siguiente, es decir, de la que hierve a temperatura más baja entre las que quedan. De esta forma se logra ir separando los distintos hidrocarburos que componen el petróleo.

4.2.1 Tipos de almacenamiento

En realidad, el almacenamiento debe quedar asegurado en cada etapa del camino recorrido por el petróleo para ir desde el pozo hasta el surtidor o la caldera. Entre los tipos de almacenamientos tenemos:

4.2.1.1 Almacenamiento del bruto

Es raro que una refinería pueda ser alimentada directamente a partir del yacimiento, debiendo existir una doble rotura de la continuidad del caudal en su trayecto intermedio por buque-cisterna o por oleoducto transcontinental, lo que obliga a mantener un stock de petróleo bruto de cinco días como media, tanto en el punto de embarque como en el de desembarque. La capacidad del terminal, o almacenamiento de cabeza de línea, debe tener en cuenta la capacidad unitaria (500.000 Tm) de carga para los más recientes superpetroleros. La cadencia irregular de llegada de los buques para cargar y descargar, la capacidad y el método de explotación de los oleoductos, y por último la necesidad, de almacenar aparte ciertos petróleos brutos menos sulfurados.

4.2.1.2 Almacenamiento en la refinería

Se deben prever numerosos depósitos aguas arriba y abajo de cada unidad de proceso para absorber las discontinuidades de marcha debidas a los paros de mantenimiento y a los tratamientos alternativos y sucesivos de materias primas diferentes, para almacenar las bases, cuyos productos terminados serán sacados a continuación por mezcla, y para disponer de una reserva de trabajo suficiente a fin de hacer frente a las variaciones de envío, tales como la recogida de un gran cargamento recibido por mar.

4.2.1.3 Almacenamiento de distribución

Solamente una pequeña parte de la clientela puede ser abastecida directamente, es decir por un medio de transporte que una directamente el usuario con la refinería. En la mayoría de los casos, es más económico construir un depósito-pulmón, terminal de distribución, abastecido masivamente por el medio de transporte que viene de la refinería, ya se trate de conducciones (oleoductos de productos terminados), buques (para los depósitos costeros), barcazas fluviales, vagones cisterna o camiones cisterna.

A partir de este depósito-pulmón, el consumidor será alimentado por un corto trayecto de grandes transportes por carretera o camiones de distribución.

4.2.1.4 Almacenamiento de reserva

Las reservas estratégicas de petróleo consisten en el almacenaje de una cierta cantidad de petróleo por parte de un Estado para casos de emergencia. El objetivo es garantizar el abastecimiento durante un período mínimo, debido a que la mayoría de los países occidentales (sobre todo europeos) importan prácticamente el 100% del petróleo que consumen.

Estas reservas se establecieron en los países occidentales a raíz de la crisis del petróleo de 1973. Las mayores reservas de petróleo son las pertenecientes a los países miembros de la Agencia Internacional de Energía y dentro de ellos una de las principales es la de Estados Unidos.

4.2.2 Tanques de Almacenamiento

TANQUE.- Depósito diseñado para almacenar o procesar fluidos, generalmente a presión atmosférica o presión internas relativamente bajas.

Los tanques se construyen de láminas de acero, deben ser calibrados antes de ponerse en servicio, deben disponer de tablas de aforo autorizadas por la autoridad competente, dentro de su estructura disponer de escotilla de medición, sistemas de venteos, líneas de entrada y salida de productos, drenajes, agitadores, mezcladores, entre otras características.

Los tanques se construyen en diferentes tipos y tamaños; así como, con materiales diversos, según el uso al que vayan a ser destinados.

4.2.2.1 Clasificación de los tanques.

Los tanques se clasifican:

- Por su forma
- Por el producto que almacenan
- Presiones

Tanques cilíndricos verticales.- Estos tipos de tanques se clasifican en:

- De techo fijo.
- De techo flotante.
- Sin techo.

Techo Fijo.- Se emplean para contener productos no volátiles o de bajo contenido de ligeros (no inflamables).

Dentro de los techos fijos tenemos tres tipos:

- Cónicos es una cubierta con la forma y superficie de un cono recto.
- Tipo domo es un casquete esférico, y
- Tipo sombrilla, es un polígono regular curvado por el eje vertical.

Los cuales pueden ser techos auto soportados o techos soportados por estructura (para el caso de techos cónicos de tanques de gran diámetro).

Techo Flotante.- Se emplea para almacenar productos con alto contenido de volátiles. Este tipo de techo fue desarrollado para reducir o anular la cámara de aire, o espacio libre entre el espejo del líquido y el techo, además de proporcionar un medio aislante para la superficie del líquido, reducir la velocidad de transferencia de calor al producto almacenado durante los periodos en que la temperatura ambiental es alta, evitando así la formación de gases (su evaporación), y consecuentemente, la contaminación del ambiente y, al mismo tiempo se reducen los riesgos al almacenar productos inflamables.

Los tipos de techos flotantes son clasificados:

- Techos metálicos tipo charola,
- Techos metálicos de contención,
- Techos metálicos de pontón,
- Techos metálicos de doble cubierta
- Techos metálicos en flotación,
- Techos metálicos tipo sándwich,

Actualmente se utilizan más los de pontón perimetral, y los de doble fondo, con algunas variantes dependiendo de la flotabilidad que sea necesaria para la integridad del servicio.

La Norma API-650 nos da los requisitos que deben cumplir los tanques de techo flotante en lo que se refiere a flotación del techo, y pruebas de flotación.

4.2.2.2 Forma de los tanques

Cilíndrico vertical con techo cónico (Crudos o derivados, baja presión de vapor).

Cilíndrico horizontal con techo y fondo cóncava (Productos con alta presión de vapor a temperatura ambiente).

Cilíndrico vertical con techo flotante (Gasolina, crudos liv/med/pxp. Baja presión de vapor) Cilíndrico vertical abierto o sin techo (Aceites residuales, fuel-oil y crudos pesados poseen gran capacidad).

Esféricos (Productos con alta presión de vapor).

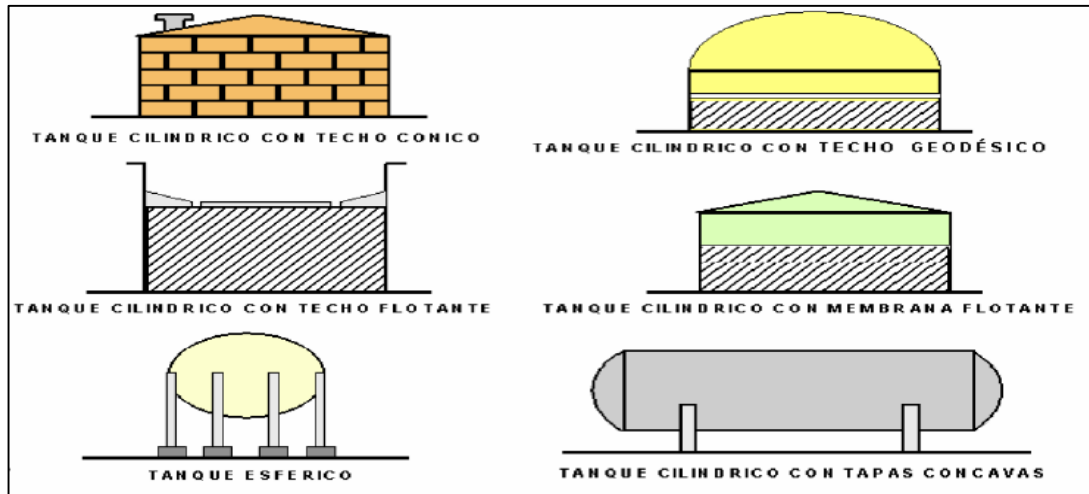


Figura 24. Tipos de Tanques de Almacenamiento según su Forma.
Fuente: Ferrer S. (2010). Specialized training for oil tankers Ch5.

4.2.2.3 Uso de los tanques. Tipos de techos y aplicación en la industria.

Tanque cilíndrico vertical con techo cónico: No soportan presiones ni vacíos, por lo tanto están equipados de respiraderos y/o válvulas de presión y vacío.

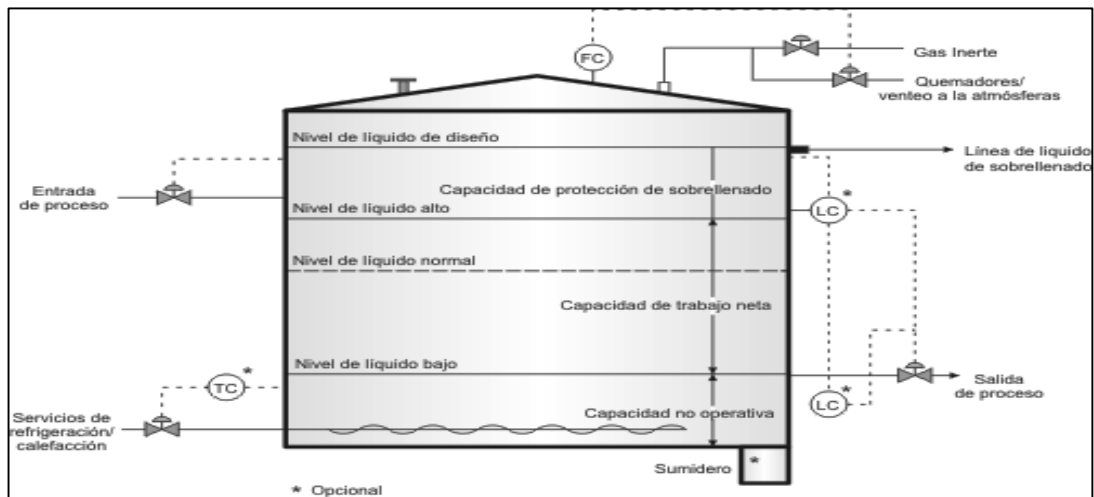


Figura 25. Tanque con Techo Cónico
Fuente: Textos Científicos. (2014). Tanque API de Almacenamiento de Hidrocarburos.

Tanque cilíndrico vertical con techo flotante: Estos tanques se construyen de tal forma que el techo flota sobre la superficie del producto, eliminando así el espacio para la formación de gases.

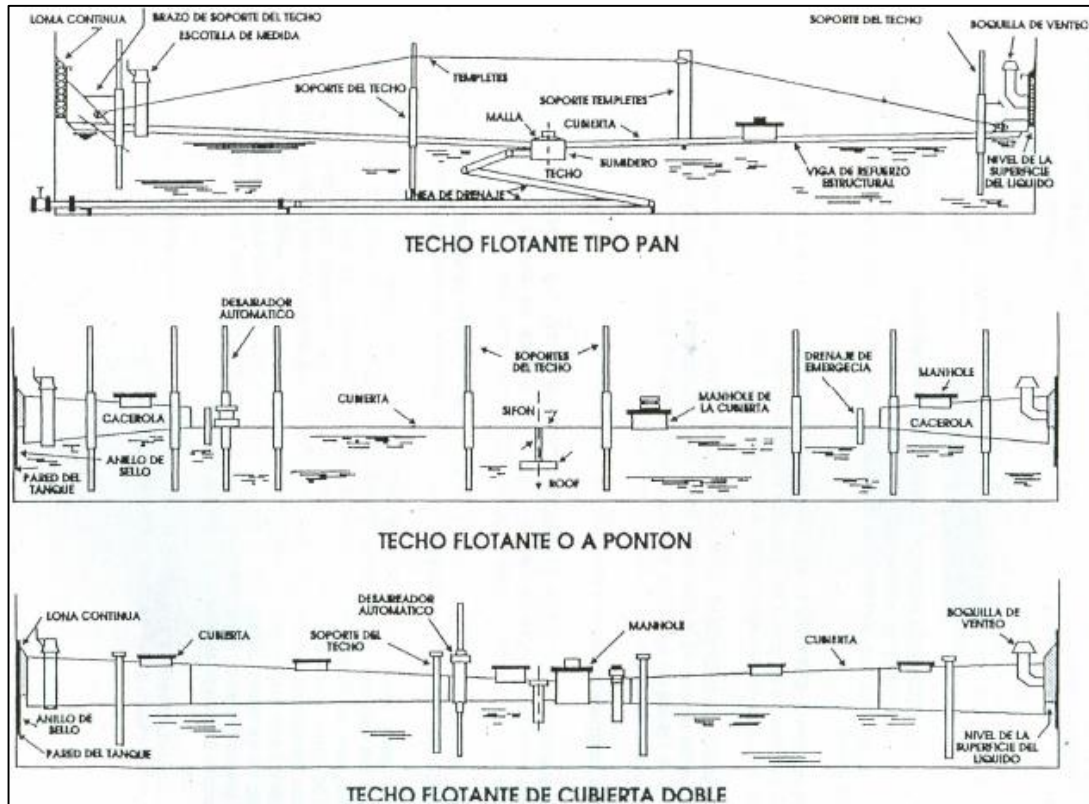


Figura 26. Tanques con Techo Flotante
Fuente: Medición Estática – Tanques de Almacenamiento Fundación Prodesarrollo

Tanque cilíndrico horizontal a presión: Estos tanques son utilizados para el almacenamiento de GLP. Debe contener dispositivos de medición del nivel tipo ROTO GAUGE (medición directa del nivel de líquido) o MAGNETROL (inferencia del nivel por medio de flotadores).

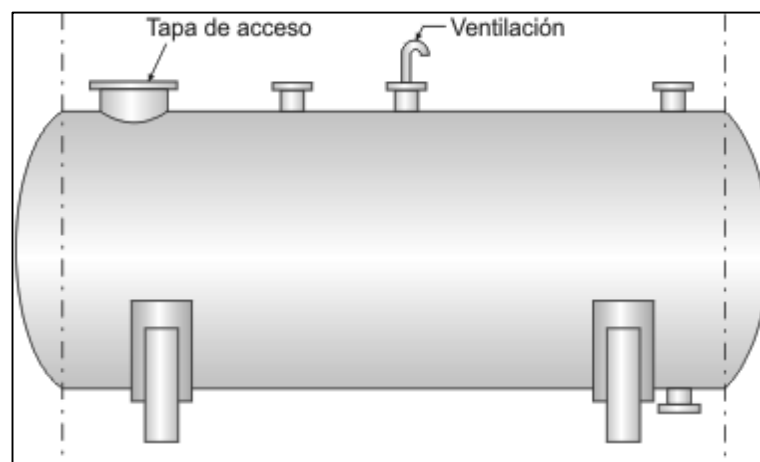


Figura 27. Tanque Cilíndrico Horizontal.
Fuente: Textos Científicos. (2014).

Tanque cilíndrico vertical con techo geodésico: La forma en la parte superior es ovalada, cuenta con una membrana que se posesiona sobre el fluido y se mueve con él, disminuyendo las pérdidas por evaporación. Su principal ventaja respecto, al de techo flotante es que nunca el agua lluvia ingresa al tanque.

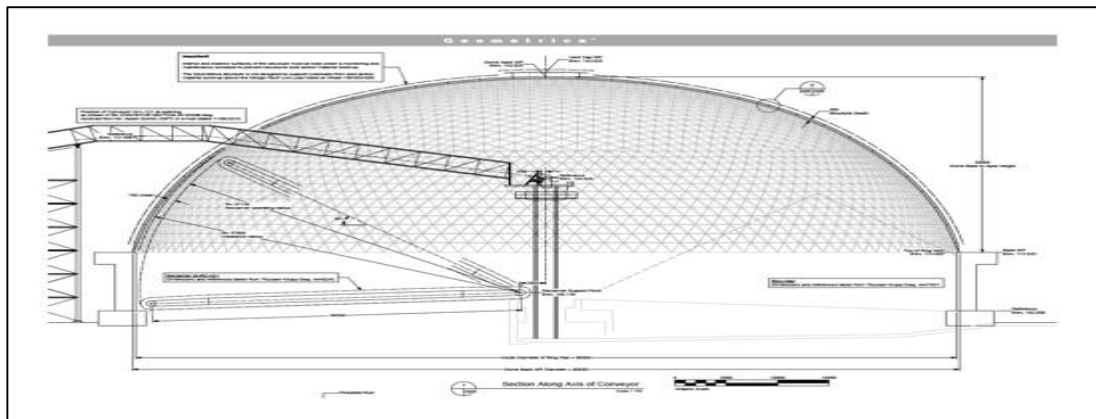


Figura 28. Tanque Cilíndrico Vertical con Techo Geodésico
Fuente: Geometrical Tanks. (2006).

4.2.2.4 Productos que almacenan: Agua, crudos livianos, crudos pesados, productos licuados del petróleo.

Tabla 3. Clasificación de Productos según su Almacenaje en Tanques.

CLASIFICACIÓN DEL PRODUCTO	TIPO DE PRODUCTO	TIPO DE TANQUES	PRESIÓN
CRUDOS LIVIANOS	CRUDO	TANQUES CILÍNDRICOS DE TECHO CÓNICO FIJO	BAJA PRESIÓN DE VAPOR
AGUA Y CRUDOS PESADOS	AGUA, AGUA NO TRATADA, DIESEL, LODOS, ACEITES Y ASFALTOS	TANQUES CÍNDRICOS CON TECHO SOPORTADO	BAJA PRESIÓN DE VAPOR
AGUA, CRUDOS LIVIANOS, CRUDOS PESADOS Y PRODUCTOS LICUADOS DE PETROLEO	AGUA POTABLE, AGUA NO TRATADA, AGUA DESMINERALIZADA, GASOLINA, BENZINA-TOLUENO, DIESEL, LODOS, ACEITES Y ASFALTO	TANQUES CILÍNDRICOS CON TECHO AUTO SOPORTADO	ALTA Y BAJA PRESIÓN DE VAPOR

Tabla 3. Clasificación de Productos según su Almacenaje en Tanques.
Continuación...

PRODUCTOS LICUADOS DE PETROLEO	GLP, GASOLINAS	TANQUES CILÍNDRICOS CON TAPA CÓNCAVOS	ALTA PRESIÓN DE VAPOR
CRUDOS LIVIANO, PESADOS Y LICUADOS DE PETROLEO	GASOLINAS, DIESEL, ACEITES, ASFALTOS	TANQUES CILÍNDRICOS CON TECHO FLOTANTE	ALTA PRESIÓN DE VAPOR Y BAJA PRESIÓN
CRUDOS LIVIANOS Y PRODUCTOS LICUADOS DE PETROLEO	ACEITES, GASOLINAS, KEROSENO Y NAFTAS	TANQUE DE TECHO FLOTANTE TIPO PONTÓN	ALTA PRESIÓN DE VAPOR
CRUDOS LIVIANOS Y PRODUCTOS LICUADOS DE PETROLEO	ACEITES, GASOLINAS, KEROSENO Y NAFTAS	TANQUE DE TECHO FLOTANTE DE DOBLE CUBIERTA (DOUBLE DECK)	ALTA PRESIÓN DE VAPOR
CRUDOS LIVIANOS Y PRODUCTOS LICUADOS DE PETROLEO	GASOLINAS, KEROSENO, NAFTAS	TANQUES CILÍNDRICOS CON MENBRANA FLOTANTE	ALTA PRESIÓN DE VAPOR
PRODUCTOS LICUADOS DE PETROLEO	GLP	TANQUES DE TECHO CÓNICO RADIAL Y ESFÉRICOS	ALTA PRESIÓN DE VAPOR
CRUDOS LIVIANOS Y CRUDOS PESADOS	ACEITES, DIESEL, ASFALTOS	TANQUES DE TECHO FLEXIBLE	BAJA PRESIÓN DE VAPOR

Fuente: Manual de Operaciones en Tanques de Almacenamiento (2011).

4.2.2.5 Elementos principales de los tanques

Debido a la gran variedad de tanques de almacenamiento para productos derivados de hidrocarburos así como para petróleo crudo, se debe limitar un análisis de los tanques que cubren las necesidades básicas de la industria petrolera en Ecuador como son los tanques cilíndricos verticales que operan a presión atmosférica, con techos cónicos o flotantes según los requerimientos del caso.

Los tanques de almacenamiento están equipados con accesorios estandarizados para su normal funcionamiento, teniendo además, equipos suplementarios para condiciones especiales de funcionamiento. A continuación se describe una lista de los accesorios necesarios.

- **Ventilas o válvulas de venteo.-** el tanque está provisto de ventilas, sean simples o automáticas, estas permiten la salida del aire cuando el tanque comienza a llenarse cerrándose el momento en que el fluido alcanza un determinado nivel. Si se produce una sobrepresión interior por evaporación debido a cambios de temperatura, se abren permitiendo que parte de la mezcla aire – vapor salga hasta alcanzar el equilibrio de presiones dentro y fuera del techo.

- **Entradas de hombre (Shell Manholes).-** permiten la entrada del hombre para la inspección o limpieza, debiendo permanecer cerradas en operación normal. Estas entradas no deben generar esfuerzos residuales considerables que, puedan afectar en la estructura del tanque. Los Shell Manholes se diseñan en base a la norma API 650 sección 3.7.5 Disco Central y Columna central: El tanque está compuesto por un disco central y una columna central. Sobre el disco, se apoyan las correas y este disco se encuentra diseñado para soportar las cargas que generan las correas. Mientras que la función de la columna central, está diseñada para soportar la carga muerta de los elementos más una carga uniforme, esta carga no menor a 1,2 KPa. (25lbf / ft²) en una área proyectada. Las columnas, no deben ser consideradas elementos esbeltos y deben ser diseñados en base a la norma API 650 sección 3.10.3.4.

- **Boca de sondeo (manholes de techo).-** facilita el mantenimiento, la medición manual de nivel y temperatura, y la extracción de muestras.

- **Bocas de limpieza.-** son diseñadas a partir de la norma API 650 sección 3.3.7, permiten el ingreso de personal para la realización de tareas de mantenimiento en el interior de un tanque.
- **Base de hormigón.-** se construye un aro perimetral de hormigón sobre el que, se debe apoyar el tanque para evitar hundimiento en el terreno y corrosión de la chapa.
- **Servomecanismos.-** es un mecanismo o palpador mecánico que sigue el nivel de líquido. Precisión de 1 mm aprox.
- **Radar.-** sirve para la medición de temperatura, se utilizan tubos con varios sensores ubicados en distintas alturas, para medirla a distintos niveles de líquido (estratificación). Precisión hasta 0.05°C
- **Instalación contra incendios.-** deben contar con sistemas que suministren espuma dentro del recipiente, y con un sistema que sea capaz de suministrar el caudal de agua mínimo que exige la ley.
- **Serpentín de calefacción.-** empleado en productos como el crudo (sedimentación de parafinas) y fuel oil (mantener viscosidad adecuada), son tubos de acero por los que circula vapor a baja presión.
- **Agitadores.-** se utilizan para mantener uniforme la masa de hidrocarburos dentro del tanque. Son hélices accionadas por un motor externo que giran dentro de la masa de producto.
- **VPV (válvulas de presión y vacío).-** son necesarias ya que el tanque “respira” debido a: vaciado / llenado, alta TVR del hidrocarburo almacenado, aumento de la temperatura, exposición al fuego, etc. En hidrocarburos pesados (fuel oil, asfaltos, lubricantes), se colocan cuellos de cigüeña con arresta llamas.

- **Salidas de Flujo de agua.-** son redes que permiten la evacuación de aguas y granizo ocasionalmente acumulados.
- **Embocaduras para entrada y salida del producto (Shell Nozzles).-** Estas aberturas permiten el ingreso o la salida del producto del tanque de almacenamiento son diseñadas en base a la norma API650 sección 3.6
- **Drenajes.-** En este tipo de tanques los únicos drenajes se encuentran localizados en el cuerpo con su respectivo sumidero en el fondo del tanque. Su construcción se debe a que, debe evacuarse de alguna manera el agua depositada sobre el techo de un tanque y evitar así, que se generen esfuerzos en el techo del mismo. Los sumideros pueden ser tipo sifón, mangueras flexibles o hacia un drenaje abierto o cerrado.
- **Techo.-** el techo constituye una estructura de soporte que está diseñada para soportar una carga muerta más de una carga uniforme equivalente a 1,2 KPa (25 lbf/ ft²) en un área proyectada. Las láminas del techo tienen un espesor mínimo de 5 mm (3/16 in.). El techo de un tanque está compuesto por un disco circular, cartelas, correas, láminas, los venteos y el manhole de techo.
- **Columnas Exteriores.-** estas columnas son elementos que son diseñados a fuerza axial compresiva y el espesor de cualquier elemento estructural no debe ser menor a 6 mm (0,250 pulg.) incluyendo estos a vigas, columnas correas y refuerzos.
- **Anillos de soporte.-** son rigidizadores de la estructura del tanque; permiten que este conserve su forma en el transcurso del tiempo.

- **Pantallas de Soporte y refuerzos para el viento (Wind Girders).**- son refuerzos del sistema, son cercos que se colocan para mantener la redondez del tanque, los refuerzos para el viento deben ser ubicados en la parte externa y sobre el anillo superior del cuerpo del tanque, estos serán construidos por secciones estructurales o por diferentes combinaciones de soldaduras de placas. Las pantallas de soporte se usan generalmente como protección para la baranda a un lado al final de la sección.

- **Plataformas, pasadizos y escalinatas.**- Permiten el acceso a la parte superior o techo del tanque para funciones de limpieza, mantenimiento o inspección. Para ciertas ocasiones se utilizan escaleras verticales para el acceso y en el caso de las plataformas estas se utilizan más en tanques de techo flotante.

- **Oreja de Izaje.**- Permiten el levantamiento o izaje del tanque para desplazamiento o para la inspección de mantenimiento de las platinas base.

- **Cartelas.**- Son los elementos de conexión entre las correas exteriores de estructura y el cuerpo o pared del tanque, estas son placas diseñadas para soportar las cargas generadas por las correas.

4.2.2.6 Aspectos básicos de seguridad en operación y mantenimiento de tanques de almacenamiento de crudos.

La primera condición para el almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles es la construcción de recipientes debidamente proyectados y herméticos que permitan la descarga de los vapores cuidadosamente. En esta parte y en las siguientes se establecen las medias básicas de seguridad para el almacenamiento y manipuleo de los líquidos inflamables.

La instalación de los tanques puede ser aérea o subterránea. Las aberturas y conexiones con los tanques para ventilación, medición, llenado y extracción pueden originar riesgos, si no están debidamente protegidas.

Si los tanques están debidamente contruidos, bien instalados y cuidados, el almacenaje de líquidos inflamables y combustibles encierra menos peligros que su transporte o trasvase.

TANQUES PARA ALMACENAMIENTO AÉREO

Los tipos de tanques de almacenaje son muy variados. Pueden dividirse en tres categorías:

- Tanques atmosféricos para presiones de 0 a 4 kPa.
- Tanques de almacenamiento para bajas presiones de 4 a 103 kPa.
- Depósitos para presiones mayores a 103 kPa.

A continuación se enumeran las principales características que deben reunir estos tanques.

Construcción

El grosor de la chapa metálica utilizada para construir los tanques no sólo depende de las necesidades de resistencia al peso del líquido, sino también de la tolerancia adicional por la corrosión. Para almacenar líquidos corrosivos, el grosor especificado de la chapa metálica de la envoltura aumenta según la vida útil prevista del tanque.

Las inspecciones periódicas permiten averiguar el grosor de la chapa metálica del tanque y establecer los límites de seguridad de utilización que eviten la aparición de esfuerzos excesivos en la envoltura. La inspección de los tanques para observar corrosión puede efectuarse visualmente, por perforación o calibración, por dispositivos de ultrasonido o con agujeros de goteo, en función de la experiencia adquirida almacenando productos similares. Los dispositivos sónicos utilizan el principio del tiempo necesario

para reflejar las ondas sonoras. Estos instrumentos revelan rápidamente cualquier diferencia en el grosor del metal y son sumamente útiles para inspeccionar superficies grandes con muchos puntos susceptibles de corrosión. Los agujeros por goteo son perforaciones de pequeño diámetro realizadas hasta cierta profundidad en la envoltura del tanque. El principio de este sistema está basado en que la reducción del espesor de la pared a nivel del agujero parcialmente perforado origina fugas o filtraciones antes de que la corrosión haga peligrar la integridad y resistencia de la totalidad de la envoltura del tanque.

Para construir tanques se utiliza generalmente acero u hormigón. Salvo en los casos que el líquido a almacenar exija otros materiales. Estos materiales resisten el calor producido por un incendio. El empleo de materiales poco resistentes al calor como los de bajo punto de fusión, puede dar como resultado la rotura del tanque y la propagación del incendio.

Instalación

Existen diversas normativas, de acuerdo a los lugares de emplazamiento de los tanques, que indican las distancias desde los tanques hasta los límites de los terrenos linderos, otras edificaciones, la vía pública, etc. Otros factores que se contemplan es la protección contra incendio, los sistemas de extinción y control a utilizar, etc. En nuestro país la Ley 19.587, en su decreto 351/79 establece las medidas generales a tener en cuenta el almacenamiento de líquidos inflamables.

Por otro lado la Norma Internacional de la NFPA 30, Código sobre líquidos inflamables y combustibles, establece también las principales medidas a contemplar para el almacenamiento de estos líquidos.

Ventilación

Los tanques necesitan para funcionar generalmente ventilación adecuada, que tenga en cuenta las operaciones de llenado y vaciado y la máxima dilatación o contracción posible del contenido en función de la temperatura. Los conductos de ventilación obstruidos o mal dimensionados pueden originar la rotura de los tanques debido a la presión interna, o bien su hundimiento debido al vacío interno.

Al llenar los tanques, los conductos de ventilación despiden vapores inflamables. Si la mezcla es bastante rica o si el emplazamiento del conducto de ventilación es tal que los vapores expulsados pueden constituir un riesgo, hay que conducir dichos vapores mediante tuberías hasta un lugar en que su disipación no sea peligrosa. No deben descargarse los vapores cerca de las puertas o ventanas, ni cerca de fuentes potenciales de ignición.

Ventilación de Emergencia

Además de los conductos de ventilación para el funcionamiento normal, la mayoría de los tanques aéreos necesitan conductos de emergencia para descargar la presión interna al producirse incendios debajo o alrededor. Si los tanques carecen de las descargas necesarias, pueden generar presiones elevadas por exposición al calor exterior suficientes para originar (BLEVE) (explosión de líquidos hirvientes que expanden vapores). Estas explosiones no son frecuentes, pero sus resultados son desastrosos en vidas humanas y en daños materiales. Para evitarlas, es preciso emplear las descargas adecuadas de la presión que permiten evacuar los vapores y quemarlos en los conductos de ventilación, evitando así la rotura de los tanques.

Las ventilaciones para descarga de emergencia abarcan desde las tapas sueltas hasta costuras débiles de unión entre cubierta y envoltura, pasando por las cubiertas flotantes, los discos de roturas o los habituales conductos de ventilación para descarga de emergencia proyectados para este fin.

El peligro de rotura de los tanques debido a la presión interna cuando están expuestos a un incendio depende, en gran parte, de las características del líquido, dimensiones y tipo de tanque y de la intensidad y duración del fuego. Cuanto más pequeño sea el tanque o menor el volumen de líquido en él contenido, menor será el tiempo que tardará en producirse la explosión BLEVE al exponer el tanque al fuego.

Cimentaciones y Apoyos

Las cimentaciones para los tanques deben ser sólidas y los apoyos adecuados. Normalmente, los tanques verticales suelen instalarse en plataformas ligeramente elevadas que proporcionan un apoyo adecuado y generalmente por encima del nivel del suelo circundante para proteger el fondo del tanque del agua existente en la zona.

Los pilotes o apoyos de acero situados debajo de los tanques que contienen líquidos inflamables tienen que estar protegidos con materiales resistentes al fuego con una resistencia mínima de dos horas.

Sistemas de Contención

Para evitar que los líquidos contenidos en los tanques lleguen hasta cursos hídricos o terrenos contiguos, en caso de rotura, se deben instalar medios adecuados que controlen cualquier derrame.

El procedimiento más frecuente consiste en situar el tanque en un terreno pendiente. En este caso el terreno debe contar con diques o zanjas que puedan dirigir los vertidos hacia zonas alejadas de los tanques y ser recolectados en una pileta o tanque auxiliar para almacenarlos sin peligro.

Otro sistema son las cubas de contención construidas alrededor de los tanques para impedir la dispersión del líquido. Estas paredes pueden ser de hormigón o acero y deben resistir la presión lateral a la altura máxima del líquido. Al rodear varios tanques grandes con una sola cuba se suele instalar

paredes intermedias entre los tanques. Estas impedirán que los pequeños derrames lleguen a poner en peligro a los demás tanques dentro del recinto.

Los pequeños derrames generalmente se dan por fugas de las válvulas o las conexiones o a rebosamientos de los tanques demasiado llenos. Para proyectar las cubas, se tiene en cuenta la máxima cantidad de líquido que puede salir del tanque más grande dentro del recinto, suponiendo que esté lleno.

TANQUES PARA ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

Construcción

La construcción de los tanques subterráneos debe proyectarse para resistir con seguridad el desenvolvimiento de sus funciones normales, teniendo en cuenta la presión de la tierra, la del pavimento o la ocasionada por eventual tráfico de vehículos.

Los tanques pueden construirse de hormigón sin revestir para almacenar líquidos cuya densidad relativa supere los 40 grado API. Para almacenar líquidos que tengan una densidad relativa más baja, hay que utilizar tanques de hormigón con revestimiento interior, siempre que éste sea compatible con el líquido almacenado y presente una adherencia correcta al hormigón.

Instalación

Los tanques subterráneos se consideran generalmente el medio más seguro de almacenaje. Pueden enterrarse fuera o dentro de edificios. Los tanques enterrados por debajo de edificios deben tener las bocas de llenado y los conductos de ventilación al exterior de los muros del edificio. Los tanques deben ser situados sobre cimentaciones sólidas y rodeados de tierra blanda o arena bien compacta.

Los tanques necesitan protección contra los posibles daños originados por la carga de tierra situada encima y las cargas producidas por las cimentaciones

de edificios y el tráfico de vehículos. Normalmente si los tanques están bien sostenidos por su parte inferior y enterrado a la profundidad adecuada, no necesitan ninguna protección especial. Sin embargo, los tanques situados en zonas donde las cargas sean superiores a las normales pueden necesitar pavimento o una cobertura adicional en tierra.

Para proteger las tuberías sometidas a cargas o vibraciones perjudiciales, suelen utilizarse camisas, carcasas o conectores flexibles que garanticen la integridad de la tubería.

La vida útil prevista normalmente para tanques subterráneos de acero debidamente instalados, varía entre 15 a 20 años. Al ser instalados en suelos corrosivos sin las precauciones adecuadas, pueden presentar fugas en menos de tres años. El suelo que rodea el tanque es muy importante. Algunos pueden ser sumamente corrosivos debido a su composición química o a la humedad que contienen, sobre todo si la tierra utilizada para el relleno contiene restos de obras, cenizas, u otros materiales extraños, aunque sean cantidades pequeñas. La utilización de un relleno homogéneo y de revestimiento protectores prologa la vida útil de los tanques y las tuberías de acero.

La corrosión electrolítica en los tanques y sistemas de tuberías que sean conductores eléctricos puede surgir en distintos puntos donde estén conectados metales con potenciales electroquímicos diferentes, tales como el acero y el latón. Se deben eliminar las conexiones entre dos metales diferentes para evitar la corrosión galvánica.

Los tanques de material plástico reforzados con fibra de vidrio utilizados en instalaciones subterráneas eliminan los problemas de corrosión que presentan los tanques de acero. Sin embargo, para instalar estos tanques hay que seguir rigurosamente las instrucciones del fabricante. Cuando se use este tipo de tanques, hay que tener cuidado de que los líquidos almacenados en ellos no destruyan el plástico del que está hecho el tanque.

Los tanques necesitan anclajes o lastre, si el nivel local de las aguas freáticas es alto o puede subir debido a inundaciones.

Las proximidades de los tanques a la cimentación de un edificio no son directamente representativa de los peligros que puede representar para el edificio en caso de fuga. Algunas fugas de tanques subterráneos han recorrido varios kilómetros (1,6 Km) antes de penetrar en un edificio. Si se sospecha de la existencia de fugas en un tanque, éste tiene que ser sometido a una prueba hidrostática con el mismo líquido habitualmente almacenado.

Al limpiar los tanques para repararlos hay que actuar con sumo cuidado. Se deben adoptar medidas de seguridad para evitar la inflamación de vapores o impedir que el personal pueda inhalar vapores tóxicos y tengan una deficiencia de oxígeno en el lugar de trabajo.

Las personas encargadas de realizar trabajos en tanques de vacío deben conocer perfectamente los riesgos de incendio y explosión y los procedimientos necesarios para realizar las operaciones con la debida seguridad.

El método elegido para realizar con seguridad los trabajos en el tanque depende de varios factores tales como las características del líquido, las dimensiones del tanque, la inflamabilidad y reactividad de los residuos y el tipo de trabajo a realizar. En muchos casos, cuando se trata de productos reactivos, es necesario consultar con el fabricante los procedimientos recomendados para mayor seguridad durante la limpieza.

ELIMINACIÓN DE VAPORES INFLAMABLES POR DESPLAZAMIENTO O SUSTITUCIÓN

Este método, llamado también purgado, puede realizarse de varias formas:

- **Desplazamiento con agua:** Si se sabe que el líquido inflamable contenido con anterioridad puede desplazarse fácilmente mediante agua, o es soluble en ella, es posible eliminarlo por completo llenando

y vaciando varias veces el tanque con agua. Hay que repetir las maniobras varias veces hasta que las pruebas con un explosímetro indiquen que han desaparecido los vapores.

- **Desplazamiento con aire:** Muchas veces se pueden eliminar los vapores inflamables purgándolos con aire mediante dispositivos tipo venturi, con ventilación de baja presión que mantengan una atmósfera segura a través de una ventilación continua. Los dispositivos para expulsar vapores mediante aire deben limitarse a los accionados por vapor o aire, por motores eléctricos homologados para ser empleados en atmósferas de este tipo.
- **Desplazamiento con un gas inerte:** Si se puede disponer de nitrógeno o de dióxido de carbono en bombas de baja presión o en forma sólida, en cantidad suficiente, se pueden utilizar para purgar los vapores inflamables de los tanques, eliminando así el riesgo de que la mezcla vapor- aire en el interior pueda alcanzar los límites de inflamabilidad.

PRODUCCIÓN DE UNA ATMÓSFERA INERTE EN LA ZONA DE VAPORES

La producción de una atmósfera inerte permite proteger el tanque, porque reduce el contenido de oxígeno de modo que la combustión en la zona de los vapores resulta imposible. Sin embargo, las personas encargadas directamente del trabajo deben conocer perfectamente las limitaciones y características del gas inerte utilizado. La ejecución del trabajo, sin tener un conocimiento adecuado ni el equipo necesario puede crear situaciones peligrosas, porque induce a una falsa sensación de seguridad. El contenido de oxígeno debe ser prácticamente nulo mientras se ejecutan los trabajos. Los gases utilizados para crear la atmósfera inerte pueden ser el dióxido de carbono o el nitrógeno. Ambos suelen suministrarse en tanques y el primero también puede obtenerse en forma sólida.

ELIMINACIÓN DE RESIDUOS

Los residuos líquidos o sólidos pueden emitir vapores inflamables durante la realización de trabajos en caliente. Por ello deben ser eliminados limpiándose con vapor, productos químicos o cualquier otro método adecuado. Para limpiar con vapor, conviene utilizar un caudal adecuado que supere el porcentaje de condensación y establecer una conexión eléctrica entre la boquilla de vapor y la envoltura del recipiente. La limpieza con productos químicos puede ser utilizada para eliminar residuos, pero provoca riesgos para la salud del personal exigiendo la adopción de las precauciones necesarias.

Con una ventilación adecuada y continua durante todo el tiempo de trabajo se consigue mantener la concentración de vapores dentro de un límite seguro. Para evitar incendios o explosiones, es necesario vigilar continuamente el espacio que ocupa el vapor.

Deben adoptarse ciertas precauciones especiales para eliminar cualquier fuente de ignición en la proximidad del recipiente o en la trayectoria de los vapores desplazados.

Las pruebas para detectar la existencia de vapores inflamables constituyen la fase más importante de la limpieza. Deben ser realizadas antes de comenzar cualquier modificación o reparación, inmediatamente después de iniciar operaciones de soldadura y oxicorte o trabajos que produzcan calor y, con cierta frecuencia durante la ejecución del trabajo. Las mediciones se deben realizar con un explosímetro que funcione correctamente y proporcione datos fiables.

Al utilizar gases inertes se debe medir el contenido de oxígeno en el tanque para decidir si la situación es peligrosa. La medición de oxígeno se puede hacer directamente con un indicador de oxígeno o bien con un indicador que muestre la concentración de gas inerte. Las personas que realicen pruebas

deben estar perfectamente capacitadas y conocer con exactitud el manejo y las limitaciones de los equipos utilizados.

Cuando es necesario realizar trabajos en caliente en pequeños tanques, la concentración de los vapores inflamables debe ser casi nula. Al realizar trabajos de soldadura el calor puede evaporar cierta cantidad de líquido y crear una mezcla de vapor- aire inflamable en el recipiente provocando así una explosión.

En el caso de que se hayan almacenado materiales tóxicos se deben realizar pruebas adicionales para averiguar si la atmósfera es o no peligrosa para la salud de las personas.

CAPÍTULO V

5. MEDICIÓN EN LA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE CRUDO

5.1 TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE CRUDO

5.1.1 Introducción

En el contexto de oleoductos, “custodia” es la propiedad y responsabilidad por un producto. La custodia de los productos del petróleo puede cambiar muchas veces entre la producción inicial y el consumo final. La medición exacta del producto en el punto de transferencia es fundamental para el proceso de transferencia en custodia.

5.1.2 Transferencia de Custodia

Los productos petroleros se originan al borde del pozo. Después, estos son transportados, procesados y almacenados un número de veces hasta llegar a los consumidores. Durante este trayecto desde la cabeza del pozo al cliente, el propietario del producto puede cambiar.

Sin embargo, en ciertas situaciones de transporte y almacenamiento, el propietario del producto sigue siendo el mismo: sólo cambia la responsabilidad por el producto. Se dice que tiene la “custodia” de ese producto quienquiera que sea propietario o responsable de dicho producto. La transferencia de custodia sucede cuando la custodia del producto pasa de una entidad a otra.

La ‘Transferencia de custodia’ es el traspaso de responsabilidad durante el almacenamiento y transporte de un volumen determinado o medido de petróleo líquido.

Cualquier pérdida o ganancia que resulte de una medición errónea es la responsabilidad de la compañía operadora del oleoducto.

La transferencia de custodia se da en varios puntos de la trayectoria del producto desde el borde del pozo hasta el usuario final. Algunos de los puntos de transferencia de custodia son:

- Inyección del crudo al oleoducto (de propiedad del transportador) por el productor (despachador).
- Recepción del crudo en una instalación de almacenamiento de Refinería.
- Inyección de un producto refinado al oleoducto.
- Movimiento de un producto al oleoducto a través de un límite jurisdiccional; y entrega del producto refinado en la instalación de almacenamiento para venta.

5.1.3 Medición en la Transferencia de Custodia

La transferencia de custodia es la base para una amplia gama de transacciones comerciales en la industria petrolera. Es esencial tomar medidas exactas en el punto de la transferencia.

La medición del crudo, gases licuados de petróleo (GLP) y productos refinados en oleoductos y tanques de almacenamiento es una parte sumamente importante de la operación del oleoducto. Las compañías operadoras de oleoductos (transportadoras) deben conocer los volúmenes de petróleo crudo, LPG y otros líquidos que manejan, ya que estos volúmenes determinan la cantidad que se les paga.

El líquido se mide tanto en el oleoducto durante la transferencia de custodia (cuando el líquido cambia de propietario) y en las instalaciones de almacenamiento. La densidad del líquido, presión de vapor, temperatura y

presión influyen en el volumen. Por lo tanto, también deben medirse estos factores ajustándose el volumen de acuerdo a estos.

El costo potencial de mediciones inexactas es alto. Un terminal de carga de tanques típico puede cargar \$100 millones de producto al año. Un error de tan sólo 0.25 por ciento significa una posible pérdida anual al operador del oleoducto de \$250 000. Desde el punto de vista económico es recomendable asegurar que los errores en medición sean lo más bajos como sea posible.

Las mediciones precisas de volumen deben hacerse bien sea en el oleoducto o en las instalaciones de almacenamiento para asegurar que el volumen transferido sea exacto. Para que se produzca esta transición de responsabilidad, las mediciones de volumen deben ser absolutas. Las mediciones exactas de la cantidad del producto deben hacerse durante el proceso de transferencia de custodia. Por ejemplo, el petróleo crudo contiene agua y sedimentos (S&W). El volumen de agua y sedimentos debe sustraerse del volumen total del crudo. Asimismo, se aplican factores de corrección para convertir las medidas de volumen medido a volumen estándar neto.

5.1.4 Volumen Estándar Neto

El volumen estándar neto es el volumen medido, ajustado a condiciones de temperatura y presión estándar. El '**volumen estándar neto**' es el volumen de un producto a 60°F (15°C) y a 14.7 psi (101.3kPa) después sustraer el S&W. Por lo tanto, los productos refinados siempre habrán de reflejar el volumen estándar neto rectificado. Los crudos en bruto necesitan ajustarse por el agua y sedimento. El '**volumen estándar bruto**' sería el volumen completo de crudo en bruto, incluyendo el agua y sedimento. Por ejemplo, si la compañía de oleoducto transporta un producto desde Alaska a Texas, el volumen estándar neto permanecerá constante a pesar de los cambios en temperatura y presión. Esto permite que se haga el pago adecuado de manera que las partes interesadas en el proceso estén satisfechas. La finalidad de la transferencia de custodia es el pago exacto.

5.2 Medición en la Transferencia de Custodia – Oleoductos

5.2.1 Introducción

Las mediciones de petróleo crudo, de líquidos de gas natural y de productos refinados son más importantes que nunca debido a que el comprador y vendedor desean asegurar la transferencia de volúmenes exactos, de modo que se pueda hacer el pago adecuado. Esta sección analiza cómo se miden los volúmenes mediante medidores, el uso de los verificadores de medidores para asegurar la exactitud, y los factores que influyen en la medición del volumen. También se tratará el efecto de la corrección de temperatura y presión.

El volumen de medidor se convierte a volumen estándar neto - el equivalente a 60°F (15°C) y 14.7 psi (101.3 kPa). Este volumen es la unidad estándar de volumen, cualquiera que sea la presión o temperatura del producto. Utilizando esta cifra se determina el pago exacto.

5.2.2 Medición

La '**medición**' es el proceso utilizado para medir el volumen de un producto al moverse pasando por un punto específico del oleoducto. El volumen es una medida de cantidad referida al espacio que ocupa una sustancia. En la actividad petrolera los volúmenes se miden en barriles (bbl) o metros cúbicos (m³). Los volúmenes de gas se miden en miles de pies cúbicos (Mcf) o metros cúbicos (m³).

El volumen se mide con instrumentos denominados 'medidores'. Comúnmente se utilizan dos tipos de medidores en tuberías para transportar líquidos:

- **Medidores con turbina.**
- **Medidores de desplazamiento positivo (PD).**

El primer paso para determinar el volumen estándar neto de un producto es la medición de su volumen. La precisión en este punto es esencial ya que los ajustes posteriores se basan en la información de la medición.



Figura 29. Medidores de Desplazamiento Positivo en una unidad LACT.
Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

5.2.2.1 Efectos de la temperatura y Presión

En ambos medidores con turbina y de desplazamiento positivo, la medición de volumen está influenciada por la temperatura y presión del líquido que se mide; el volumen del líquido cambia al variar su temperatura o presión. Al aumentar la temperatura, el volumen de líquido se incrementa. Cuando sube la temperatura en un bache de petróleo crudo, por ejemplo, ocupa más espacio en la tubería debido a que las moléculas están mucho menos espaciadas.

Conforme se incrementa la presión, el volumen decrece. Por ejemplo, un bache de crudo en una tubería bajo presión ocupa menos espacio debido a que sus moléculas se han unido a la fuerza. El efecto es similar al de exprimir

un pedazo de espuma - cuanto más presión se aplica, el volumen es mucho menor. No es necesario considerar la presión del vapor cuando se miden productos petroleros líquidos, tales como petróleos crudos o condensados con densidades mayores o iguales a 39.8 lbm/pe3 (638 kg/m³).

Para productos petroleros líquidos, tales como gases licuados de petróleo (GLP) que tienen densidades menores o iguales a 39.8 lbm/pe3 (637 kg/m³), deben determinarse la presión, temperatura y presión de vapor. En especial, debe calcularse el factor de compresión ('F') antes de obtener el factor de corrección para el efecto de la presión sobre el volumen ('CPL').

Los aforadores deben registrar la temperatura en línea y presión en línea cada vez que miden líquidos. Estas cifras se utilizan para convertir el volumen medido a un volumen estándar. El volumen estándar es el volumen del líquido a 60°F (15°C) y 14.7 psi (101.3 kPa). Los aforadores utilizan el volumen estándar para obtener una medida real del producto cualquiera que sea presión o temperatura del líquido.

5.2.2.2 Corrección de Volumen por efectos de la Temperatura

Para corregir los efectos de la temperatura sobre líquidos como el GLP, el crudo generalizado, o los volúmenes generalizados de productos refinados, se obtiene el factor **CTL** de la siguiente manera:

- Manualmente, mediante el uso de tablas apropiadas que incorporan densidad y temperaturas de flujo; o como una salida desde una computadora local, alimentada con datos de densidad y temperatura.

La siguiente tabla se refiere a la magnitud general de la corrección asociada con los diferentes productos que fluyen en las mismas condiciones de temperatura y presión.

Tabla 4. Aplicación de Factores de Corrección de Presión y Temperatura según el Hidrocarburo.

Producto Fluyendo a 42 °F (5°C) 145 psi (1000 kPa)	Densidad lb / pie³	Densidad kg/m³	CTL	CPL
GLP (130 psi) (900 kPa)	34.3	550	1.0230	1.0020
Producto Refinado	46.8	750	1.0120	1.0010
Crudo	53.1	850	1.0085	1.0007

Por ejemplo, 35310 pies³ (1000m³) de GLP a 41°F (5°C) y 145 psi (1000 kPa), tendría un volumen estándar a 60 °F (15 °C) y 14.7 psi (101.3 kPa) de:

35310 pies³ 1.0230 1.0020 = 36194 pies³ (un 2.5% incremento)
 1000 m³ 1.0230 1.0020 1025 m³ (un 2.5% incremento)

Los Factores CIL y CPL, y el cálculo del ejemplo, muestran la magnitud del cambio de volumen asociado con la corrección del volumen estándar.

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

5.2.2.3 Corrección de volumen por efectos de la presión

Para corregir los efectos de la presión en el GLP, crudo generalizado o volúmenes de generalizados de productos refinados, se obtiene el factor **CPL** de la siguiente manera:

- Manualmente, mediante el uso de tablas apropiadas y computaciones que consideran densidad, presión y compresibilidad; o como una salida desde una computadora local que es alimentada con los datos necesarios.

5.2.3 Tipos de Medidores

5.2.3.1 Medidores con turbina

Un **medidor con turbina** mide utilizando un rotor de paletas múltiples al cual el flujo medido imparte una velocidad rotatoria que es proporcional a la velocidad media del flujo.

El volumen se deriva contando las revoluciones del rotor. Los medidores con turbina miden el volumen indirectamente o por deducción. En lugar de medir un volumen dado de líquido, estos miden la velocidad del líquido conforme fluye sobre la turbina, traduciendo luego dicha medición a volumen.

Los medidores con turbina están equilibrados con precisión y están mejor adecuados para medir líquidos ligeros -gasolina, gases licuados de petróleo (GLP), condensados y diésel ligeros- que fluyen a ritmo continuo. Los medidores con turbina se utilizan en lugar de los medidores de desplazamiento positivo PD cuando las velocidades de flujo y las tasas de medición de presión son altas. Las bajas de presión a lo largo de los medidores PD son altas y la velocidad de flujo por metro es más baja. En consecuencia, los medidores con turbina pueden ser preferibles. Los medidores con turbina se utilizan a veces para medir el petróleo crudo, pero no son recomendables.

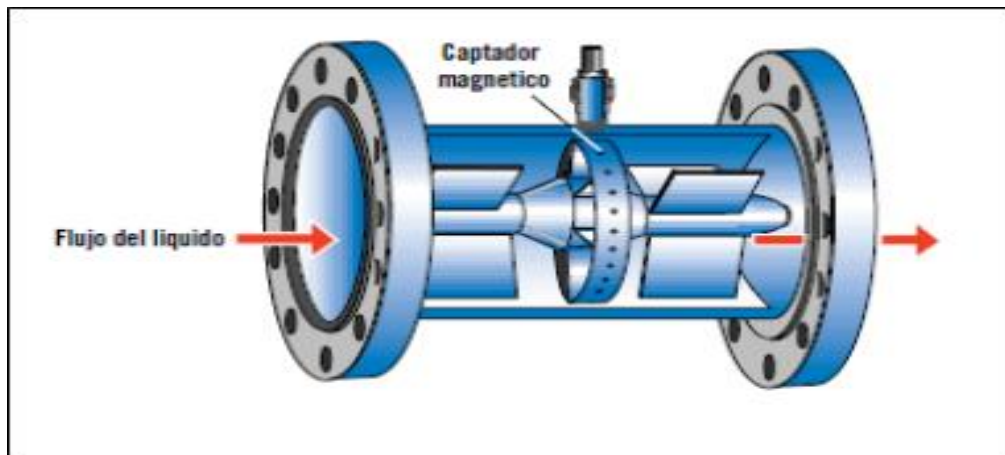


Figura 30. Medidor con Turbina

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

Factores que afectan la precisión

Los medidores con turbina son fiables, fáciles de instalar y de mantener. Sin embargo, la precisión del medidor con turbina está influenciada por el régimen de flujo, cualquier variación en el área de medición de flujo y el flashing (golpeteo).

La fricción del fluido afecta la velocidad a la cual giran los rotores y por consiguiente la precisión en la medición. A altas velocidades de flujo, el efecto no es significativo, pero al bajar la velocidad del flujo, la resistencia del rozamiento se vuelve mucho más perceptible.

La velocidad del rotor también se ve influenciada por la configuración de las paletas del rotor. Las paletas pueden salirse de alineación debido a residuos. La forma de su borde puede cambiar por erosión, corrosión o depósitos. Estas condiciones también afectan la relación entre la rotación del rotor y la velocidad del líquido que fluye. El resultado es una variación en el rendimiento del medidor.

Las mediciones del medidor con turbina se basan en el principio de que el área por la que fluye el líquido es constante. Con el tiempo, los depósitos crecen en el interior del oleoducto y los residuos pueden acumularse. Esto reduce el área de flujo y la precisión de las mediciones.

La precisión también puede verse afectada por el flashing. El **'flashing'** (golpeteo) es la formación de burbujas que afectan la velocidad del rotor en los medidores con turbina y, en consecuencia la exactitud en la medición. Las burbujas llenan el espacio en el área de flujo que de otro modo estaría llena con líquido. Como resultado, la velocidad del rotor aumenta creando un error considerable en medición.

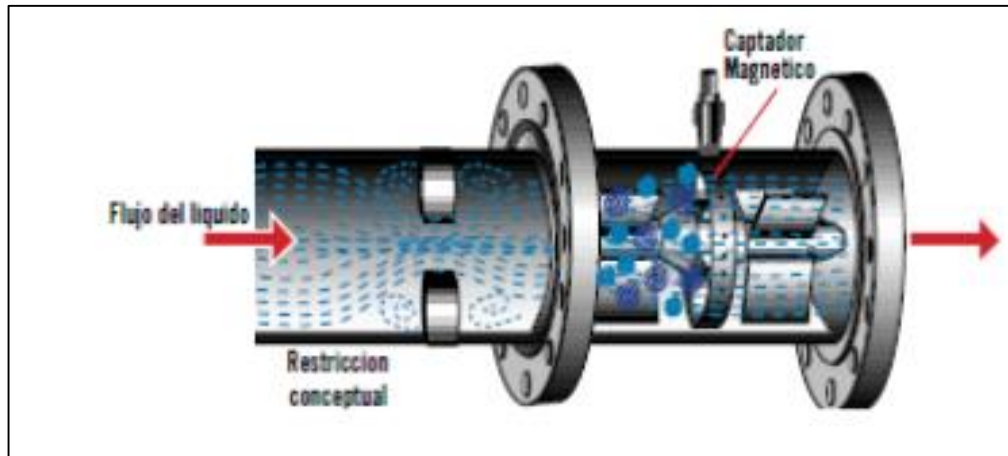
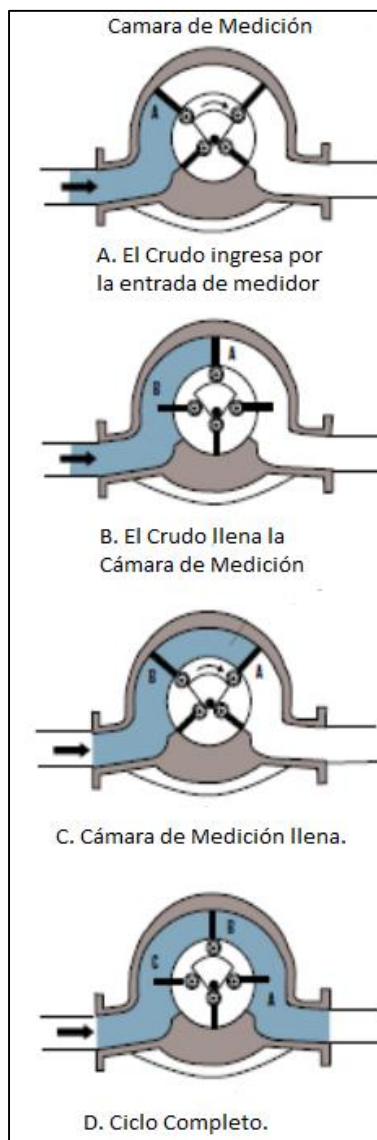


Figura 31. Condiciones en la Precisión de Medición en un medidor con turbina.

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

5.2.3.2 Medidores de Desplazamiento Positivo

Al contrario de los medidores con turbina, los **medidores de desplazamiento positivo** miden el volumen directamente reteniendo y soltando después cantidades moderadas de líquido para registrar el volumen.



Los medidores PD son más adecuados para líquidos altamente viscosos y aquellos que contienen cera u otros sedimentos debido a que dichos medidores son menos susceptibles los de turbina al daño que ocasionado por residuos.

El desgaste normal, la viscosidad líquida, el resbalamiento y depósitos pueden influenciar la precisión de la lectura de un medidor PD.

El desgaste normal hace que las superficies de contacto se gasten. Esto ocasiona que el volumen desplazado de la cámara de medición aumente y cambie el rendimiento del medidor.

Los líquidos de movimiento lento presentan algunos problemas a los medidores PDN debido a que la capa divisoria en la punta de la paleta permanece constante. No obstante, con líquidos menos viscosos, la capa divisoria se adelgaza y la medición volumétrica se ve afectada.

Figura 32. Retención Directa del Medidor de Desplazamiento Positivo.
Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

El '**resbalamiento**' es la pérdida de líquido a través del espacio entre las paredes de la cámara y las aletas del medidor. El resbalamiento para líquidos altamente viscosos es casi de cero, pero para líquidos ligeros como la gasolina puede ser mucho mayor.

Los depósitos como cera y otros contaminantes pueden acumularse dentro de la cámara del medidor. Esto resulta en una reducción del volumen que se registra, creándose así inexactitud.

Puesto que todos los medidores pierden precisión con el tiempo, estos deben comprobarse para asegurar su exactitud.

Los calibradores verifican o comprueban medidores regularmente para determinar el factor de medición. El factor de medición es el siguiente:

Por ejemplo si el medidor de volumen lee 997.410 litros y el volumen del probador lee 1014.266 litros, el factor de medición es:

$$FM = \frac{268}{263} = 1.02 \quad [1]$$

El **factor de medición** se utiliza para ajustar lecturas de medición que muestran el volumen real tomado por el medidor. Los probadores corrigen las lecturas de medición multiplicando la lectura de medición por el factor de medición. Los probadores utilizan un factor de medición para llegar al volumen estándar.

Para corregir los efectos de la temperatura y presión del probador, se utilizan los factores CTS (corrector para efecto de temperatura en acero) y CPS (corrector para efecto de presión en acero) de la tabla del Probador.

Una vez que el medidor está listo para comprobarse, se le conecta el probador. Un '**probador de medición**' es una pieza de tubo con dos detectores que sobresalen en el tubo separados a una distancia fija. El volumen del espacio entre los detectores se conoce y sirve como el estándar.

Antes de probarse un medidor, el líquido se corre tanto a lo largo del medidor como del probador hasta que se estabilizan sus presiones y temperaturas. Esto asegura que las lecturas sean exactas. Cualquier diferencia sustancial en temperatura o presión se anota y se hacen las correcciones.

Cuando todo está listo, el calibrador pone un contador electrónico a cero y empieza a correr. Para cada sección se registra el número total de cuentas de medición. (En un probador bi-direccional, el total es la suma de las cuentas registradas al fluir el líquido a través del probador en cada dirección). Además, el calibrador registra la velocidad de flujo promedio y la densidad líquida promedio y luego corrige el volumen de ambos probador y medidor a temperatura y presión estándar.



Figura 33. Probador Bidireccional en una unidad LACT.

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

Por cada sección, el producto empuja una bola flexible bien ajustada que actúa como un pistón a través del probador. Conforme se mueve la bola a lo largo de probador, ésta activa al primer anillo indicador e inicia el contador del medidor. Al fluir el líquido a través del probador, el contador rastrea el flujo hasta que la bola llega al segundo interruptor detector y detiene el contador. Para obtener el factor de medición el calibrador compara la lectura del medidor con el volumen conocido por el probador.



Figura 34. Válvula de Cuatro Vías en una unidad LACT.
Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

Los ciclos de prueba se repiten hasta que hay menos de un 0.05 por ciento de diferencia en las cuentas registradas para cinco ciclos consecutivos. Los calibradores comprueban la diferencia de porcentaje utilizando lo siguiente:

$$\frac{\text{cuentas máximas} - \text{cuentas mínimas}}{\text{cuentas mínimas}} \times 100 \quad [2]$$

Por ejemplo, si la cuenta máxima es 26 275 y la cuenta mínima es 26 262, la diferencia de porcentaje es:

$$\frac{26\,275 - 26\,262 \times 100}{26\,262} = 0.0495$$

En este caso, la diferencia es aceptable, así el calibrador:

- Calcula la cuenta promedio y la usa para determinar el volumen de medición.
- Lo compara al estándar del probador para determinar el factor de medición; y
- Corrige los volúmenes medidos como se requiera.

Durante cada prueba, el calibrador verifica si hay fugas en la válvula de desvío del probador.

Por lo menos una vez cada tres meses, el aforador comprueba las fugas que podría haber en otras válvulas.

Por lo menos cada tres meses, el calibrador o aforador verifica el transmisor de impulsos para asegurar su funcionamiento adecuado. La velocidad de impulsos no debe variar por más de una cuenta por cada 10 000 cuentas.

Los calibradores prueban:

- Los medidores PD por lo menos una vez al mes.
- Los medidores con turbina por lo menos dos veces al mes, y en cada bache para líquidos refinados todos los medidores antes de ser revisados o inspeccionados y después de que han vuelto a poner en servicio.
- Todos los medidores cuando las condiciones de funcionamiento promedio tales como velocidad de flujo, temperatura, etc.

5.2.4 Muestreo desde una Tubería

Para asegurar que las muestras recogidas son representativas de un lote completo, se instala un mezclador estático que consta de un juego de deflectores u otro material, en la línea corriente arriba del muestreador. Al fluir el líquido a través del mezclador, la energía de la corriente en movimiento mezcla (o acondiciona) la corriente. Este proceso asegura que las muestras de agua y sedimento sean representativas del producto que fluye por la tubería.

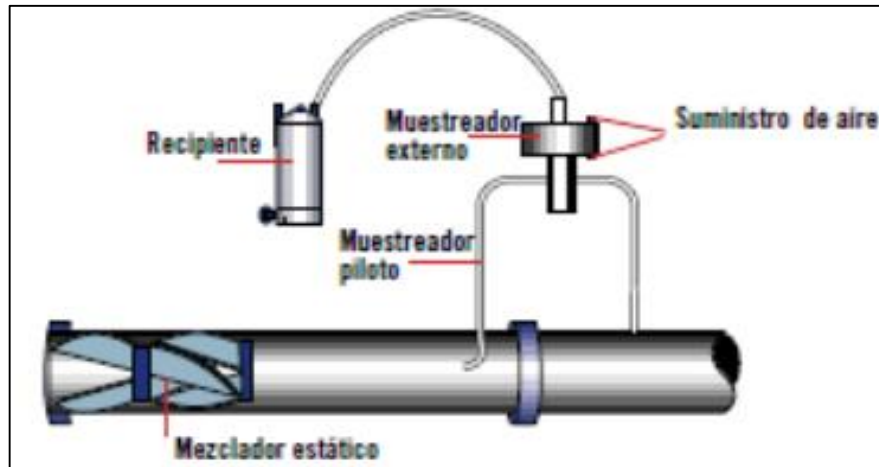


Figura 35. Muestreador de Autoflujo de un Probador Bidireccional.
Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

5.2.5 Recopilación de datos de temperatura y presión

Las mediciones automáticas de temperatura y presión del producto se toman a lo largo de la tubería. Los sensores de temperatura y presión envían su información que circula en computadoras que corrigen las mediciones de volumen medido para estos factores. De manera periódica el personal de la estación va y revisa físicamente las lecturas de temperatura y presión de la tubería.

Posteriormente calculan el volumen utilizando los factores de corrección CPL y CTL adecuados.

5.3 Medición en control de inventario – Tanques de Almacenamiento

5.3.1 Introducción

Las empresas operadoras de oleoductos almacenan los productos de petróleo líquido en favor de sus clientes. Estos líquidos se almacenan con frecuencia en patios de tanques antes de ser transportados a sus destinos finales. Esto permite que las compañías petroleras sean flexibles al programar sus remesas. Asimismo, los tanques se utilizan para mantener líquido para pruebas o para almacenar líquidos cuando se reparan las líneas.

Para determinar cuánto líquido hay en un tanque, procedemos a lo que se denomina medición estática donde los aforadores miden el alto del líquido y leen el volumen correspondiente en las tablas aforo. También se recopila información sobre temperatura y calidad de producto para permitir la rectificación de volúmenes a volumen estándar neto.

Tomando en consideración que La medición estática, es un proceso que requiere de una serie de condiciones mínimas para que la incertidumbre sea la menor posible; es importante recalcar que, todo el personal encargado de efectuar la medición debe realizar sus actividades cumpliendo la metodología y normas aplicables que permitan garantizar que, la entrega-recepción de los volúmenes de petróleo crudo y sus derivados almacenados en los tanques y utilizados para transferencia de custodia sean exactos y precisos; además, el cumplir de manera eficiente, segura y con alta responsabilidad permitirá evitar que por una mala medición de un tanque o incluir datos falsos en una liquidación volumétrica se provoque errores de tipo contable, financiero, administrativo y operacional.

5.3.2 Normas

- API Instituto Americano del Petróleo.
- ASTM Sociedad Norteamericana para Prueba de Materiales.
- MPMS Manual de Estándares de Medición del Petróleo publicada por el API.
- INEN Instituto Ecuatoriano de Normalización
- API MPMS Cap. 1 Vocabulario
- API MPMS Cap. 3 Sección 1A. Medición manual de tanques
- API MPMS Cap. 3 Sección 1B. Medición de tanques estacionarios
- ASTM-D 1086 Medición Estática
- API MPMS Cap. 12 Cálculos de cantidades de Petróleo.
- API MPMS Cap. 17 Mediciones Marítimas.

- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2 350:2003 Medición de Hidrocarburos

5.3.3 CONCEPTOS

5.3.3.1 Cinta de medición (cinta de aforo) y plomada

La Cinta de medición.- es un instrumento que sirve para medir la altura de los líquidos (Hidrocarburo y agua libre) que hay en un tanque, generalmente está hecha en acero inoxidable, o en una aleación de Cromo y plata, con coeficiente de expansión térmica similar al material del tanque y resistente a líquidos corrosivos.

La cinta de medición debe disponer de un carrete donde se pueda enrollar o desenrollar la cinta y un gancho de soporte y fijación para la plomada y su longitud debe ser acorde a la altura del tanque a ser medido, la escala de debe estar en metros, centímetros y milímetros.

Los líquidos oscuros como petróleo y Combustóleos pesados se destacan mejor en una cinta clara o revestida de cromo, en líquidos claros como querosén, combustibles de aviación, combustibles ligeros, solventes y químicos es mejor una cinta negra.

Plomada de aforo.-Es la pesa adjunta a la cinta de medición, de suficiente peso para mantener la cinta tensa de tal forma que facilita la penetración de cualquier sedimento que se pudiese encontrar en la platina de medición.

Está hecha de un material resistente a la chispa y a la corrosión (generalmente bronce), con longitudes que oscilan entre 15 centímetros (6 pulgadas), 30 centímetros (12 pulgadas) o 45 centímetros (18 pulgadas) y cuyos pesos mínimo 20 onzas y máximo de 2 3/8 de libra.

Todas las cintas de aforo que sean usadas deben encontrarse en buen estado y poseer certificado de verificación (cinta de trabajo) y de calibración (cinta

patrón) vigente con vigencia máxima de un año. El TAG debe ser el mismo para el cuerpo de la cinta, el carrete y la plomada.

Se debe realizar verificaciones mensuales del estado físico - mecánico de las cintas de medición y plomada.

Su cambio se debe realizar al conjunto plomada y cinta de medición, cuando al verificar con el calibrador de cintas, el desgaste y la distorsión, de la punta y el ojo combinados sea mayor de 1.0 mm., de acuerdo al procedimiento establecido en la norma API MPMS Capítulo 3 Sección 1.

Se debe usar la misma cinta de medición y plomada para la medición inicial y final.

No deben usarse cintas con la escala numérica no visible o totalmente borrada como resultado del desgaste y la corrosión; así como, cintas que presenten quiebres o torceduras.

El nivel de producto en tanques de almacenamiento atmosféricos, debe realizarse empleando el método de medición a vacío con una cinta de medición y plomada a vacío o medición a fondo con cinta de medición y plomada a fondo.

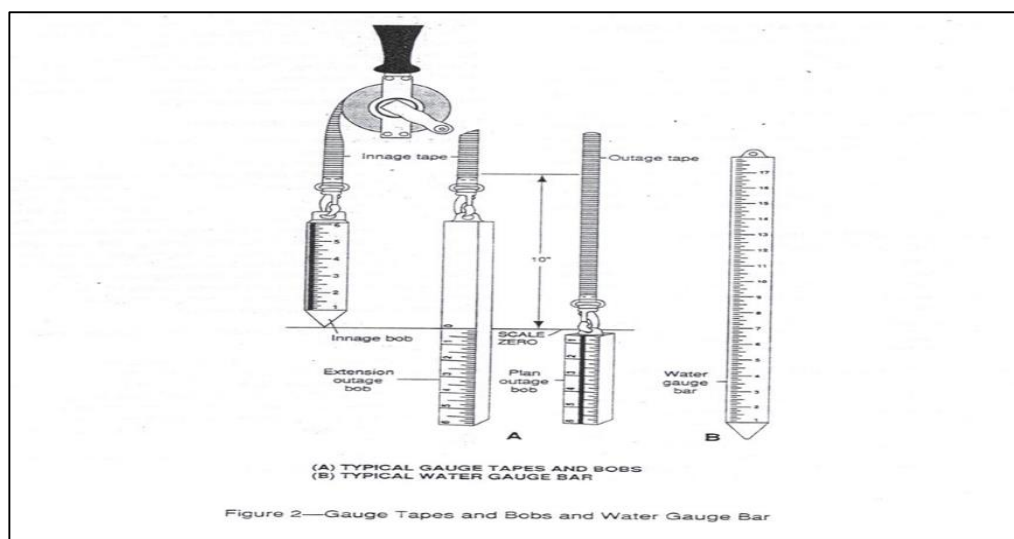


Figura 36. Cinta y Plomada para medición estática de Tanques.
Fuente: Programa de Capacitación y Auditorías Internacionales – FUNDAECUADOR. (2010).

5.3.3.2 Medición

Es el conjunto de operaciones experimentales que tienen por fin determinar el valor de una magnitud.

- Medición Directa.- lo que produce un resultado final directamente en la escala de un instrumento.
- Medición Indirecta.- El resultado final es el cálculo del resultado de una o más mediciones directas.

5.3.3.3 MÉTODOS DE MEDICIÓN PARA TANQUES ESTACIONARIOS:

- Medición indirecta o al vacío (outage gauge).- Determina la altura de vacío e indirectamente la altura ocupada del líquido.
- Medición directa o de fondo (innage gauge) determina la altura del líquido.

5.3.3.3.1 Medición Indirecta del nivel del líquido (Medición al vacío).

Consiste en medir la distancia vertical existente desde la superficie del líquido hasta la marca de referencia. El nivel del líquido contenido en el tanque se determina restándole a la altura referencial la lectura de la cinta introducida en el tanque y sumándole al resultado obtenido la lectura de la cinta mojada o manchada. Esto equivale a restarle a la altura total del tanque la parte del mismo que ha quedado vacía, por lo que la medida del volumen se tiene en forma indirecta.

Medida de Vacío = Altura de cinta introducida + corte de la plomada

Altura del líquido = Altura de Referencia - Medida de Vacío

Altura del líquido = Altura de Referencia- Altura de cinta introducida + corte de la plomada.

Las medidas a vacío solo son confiables si la altura referencial es la misma en todos los casos, es decir, no han sufrido modificación, se debe disponer de un programa de verificación frecuente de la misma; en razón de que este dato es fundamental en la operación matemática.

Cinta y plomada para medición a vacío: Esta tiene el “Cero “de la escala en el gancho de unión entre la cinta y la plomada. La escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia y para la plomada en forma descendente desde el mismo punto, la plomada debe tener forma rectangular, debe tener su polo a tierra.

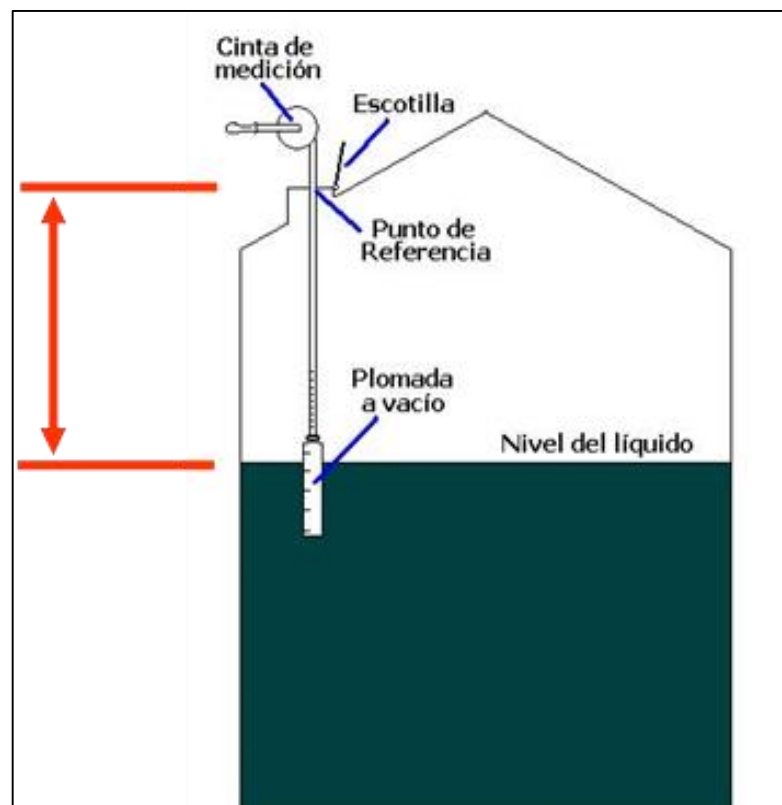


Figura 37. Medición al Vacío de un Tanque de Almacenamiento.
Fuente: Programa de Capacitación y Auditorías Internacionales – FUNDAECUADOR. (2010).

5.3.3.3.2 Medición Directa del nivel del líquido (Medición a fondo)

El nivel de producto en tanques de almacenamiento atmosféricos, puede realizarse empleando el método de Medición a fondo utilizando cinta de medición a fondo.

Consiste en bajar una cinta graduada de medición con la plomada al interior del tanque, hasta que la punta de la plomada haga contacto con el fondo del tanque o la placa de nivel cero, fijada en el fondo. El nivel del líquido en el tanque se determina por la longitud de la cinta “mojada” cuya lectura se aprecia de manera directa.

Cinta y plomada para medición a fondo: Esta cinta tiene el “Cero” en la punta de la escala de la plomada, la cual hace parte de la cinta, es decir, que la escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia de la plomada. La plomada debe tener forma cilíndrica terminada en un cono, debe tener su polo a tierra para evitar chispa debido a la estática.

En el caso de plomadas de fondo debe ser de un material que soporte los golpes con materiales metálicos que están en el fondo del tanque.

Este método es susceptible a tres fuentes de error:

- 1.** En el proceso de bajada de la cinta de medición, la plomada una vez toque el fondo del tanque, debe evitarse que se incline lo cual genera un error de medición resultando una lectura en exceso.
- 2.** La presencia de sedimento pesado en el fondo del tanque, puede hacer difícil que la plomada toque el fondo del tanque, resultando una lectura errónea.
- 3.** Durante el proceso de bajada de la cinta de medición, la plomada toca algún cuerpo extraño que se encuentre depositado en el fondo, la lectura será afectada por este cuerpo extraño.

La exigencia que tiene este procedimiento está referido a que por lo menos una vez al mes debe chequearse la altura de referencia del tanque. Variaciones considerables del mismo deben ser reportadas para tomar las medidas del caso. Así mismo, se exige que la cinta de medición sea calibrada también por lo menos una vez al mes, con el fin de detectar las desviaciones que se pueden presentar por desgaste en la punta de la plomada y la argolla de la cinta.

Se puede utilizar una cinta y plomada de lectura a fondo para efectuar una medida a vacío. Se utiliza el mismo procedimiento para medición a vacío, pero la lectura de la plomada se resta de la lectura de la cinta.

Medida de Vacío = Altura de cinta introducida - corte de la plomada

Altura del líquido = Altura de Referencia-Medida de Vacío

Altura del líquido = Altura de Referencia-Altura de cinta introducida+ corte de la plomada

Además, se debe considerar que la medición es un proceso muy importante y debe ser realizado lo más exacto posible, ya que un error de 1 mm o 1 cm en la medición dará como resultado lo siguiente:

Tabla 5. Error de Medición de 1 mm y 1 cm en una medición estática de un Tanque.

CAPACIDAD EN EL TANQUE (bbls)	1mm (bbls)	1 cm (bbls)
55000	6.3	62
75000	6.9	69
80000	9.5	94
96000	10.4	107
116000	18.0	185
268000	21.0	276
530000	32.0	308

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

5.3.3.4 Telemedición

Hay distintos sistemas, cada uno con sus ventajas y ámbito de aplicación. Entre ellos podemos mencionar para la medición de nivel:

- **HTG:** medición hidrostática de tanques. Los últimos modelos acusan una precisión del 0.02%.

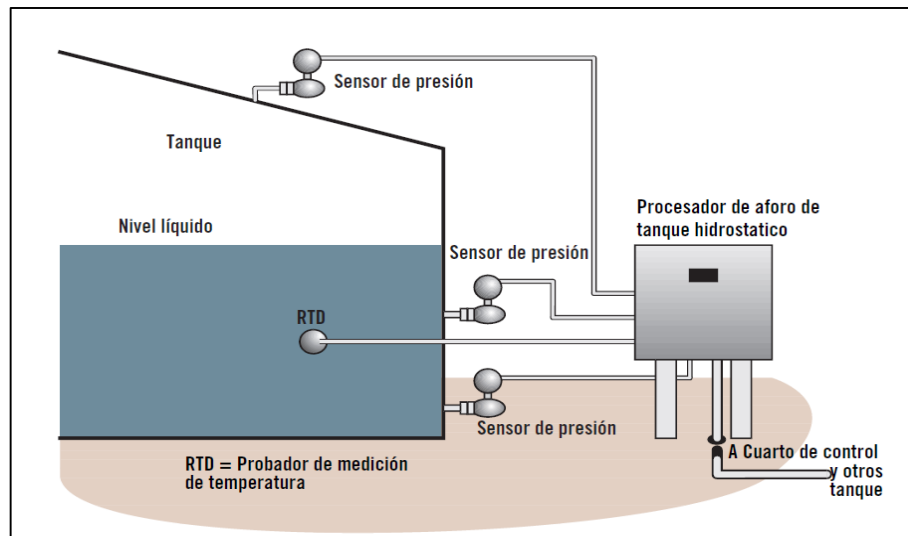


Figura 38. Aforador Hidrostático

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

- **Servomecanismos:** un palpador mecánico sigue el nivel de líquido. Precisión de 1 mm aprox.

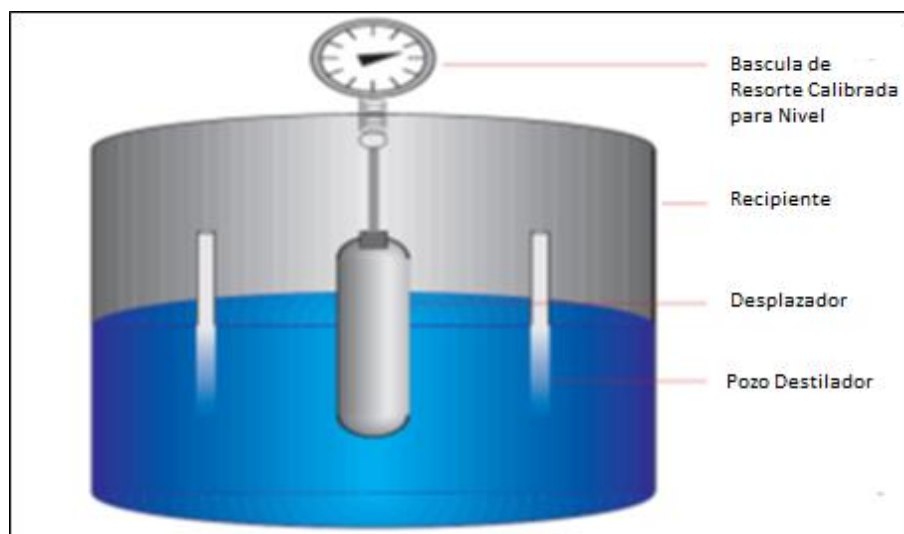


Figura 39. Servo – Aforador de Nivel

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

- **Radar:** se envía una señal por medio de una antena, que rebota y vuelve a la fuente. Precisión 1 mm aprox.

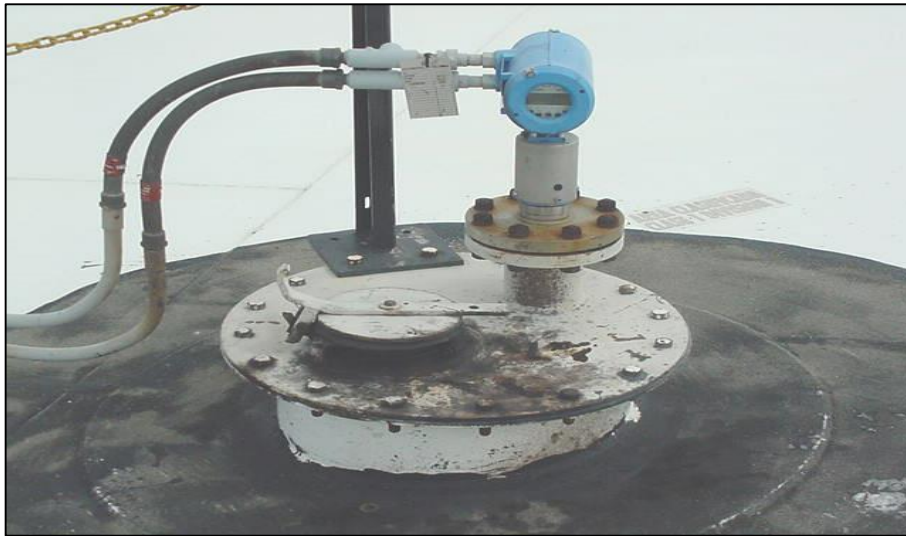


Figura 40. Radar en un Tanque de Almacenamiento.
Fuente: Fiscalización de Tanques. (2014).

5.3.3.5 Pasta de Aforo (Pasta Indicadora de Producto)

Es la pasta que contiene un producto químico, el cual cambia de color cuando se pone en contacto un producto específico (hidrocarburo-agua).

Esta pasta es aplicada a la plomada y/o a la cinta de aforo o regla de medición, indica el nivel en el que el menisco del líquido marca la porción graduada.

Los productos refinados de color claro deben medirse con una cinta cubierta con una capa delgada de pasta detectora, para poder establecer con claridad el corte en la plomada y determinar con exactitud la cantidad de producto en el tanque.



Figura 41. Pasta de Aforo para medición de nivel de producto.
Fuente: Kolor Kut. (2008).

5.3.3.6 Punto de Aforo del Tanque

Lugar en el fondo de un recipiente en donde toca la plomada durante el proceso de aforo y desde donde se toman las mediciones del producto y agua.

5.3.3.7 Punto de Referencia o medición

Es una marca de referencia que debe estar en la escotilla de medición y desde la cual se deben realizar las mediciones.

5.3.3.8 Altura de Referencia.

Es la distancia desde el fondo del tanque hasta el punto de referencia.

5.3.3.9 Escotilla de Medición

Es la abertura en la tapa del tanque por medio de la cual se efectúan Mediciones.

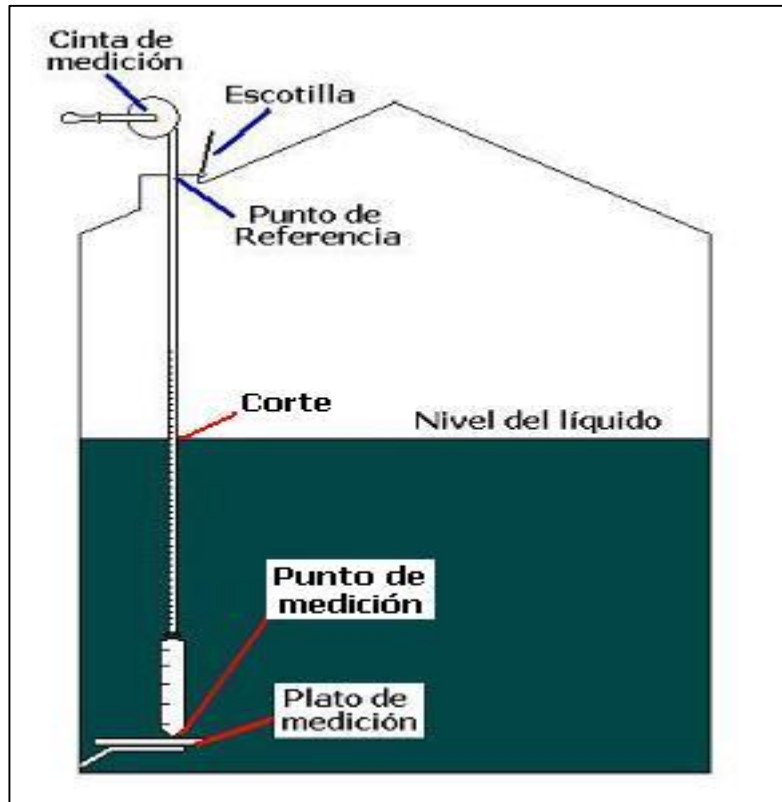


Figura 42. Puntos de medición en un Tanque.
Fuente: Fiscalización de Tanques. (2014).

5.3.3.10 Zona Crítica

Es la distancia entre el punto donde el techo flotante está apoyado en sus soportes normales y el punto donde el techo está flotando libremente.

5.3.3.11 Aforo

El proceso que se utiliza para determinar la cantidad de líquido de petróleo en un tanque de almacenamiento se denomina **'aforo'**. Los aforadores determinan la altura del líquido en el tanque, bien sea automática o manualmente.

Estos se refieren luego a las tablas de aforo para obtener el volumen líquido en la altura de líquido medido.

Como en todas las mediciones que involucran la transferencia de custodia, la precisión del aforo de niveles en los tanques es muy importante.

Para asegurar la precisión:

- En tanques de cubierta flotante, la cubierta debe estar flotando completamente.
- En todos los tanques, debe permitirse que el líquido se pare sin perturbar por lo menos una hora antes del aforo.



Figura 43. Aforo de Tanque
Fuente: ARCH (2014).

5.3.3.12 Tablas de Aforo

Las **‘tablas de aforo’** dan el volumen de un tanque a cualquier profundidad que se mida. Las tablas se derivan de un proceso conocido como el **‘dimensionamiento del tanque’**.

Un dimensionador de tanque mide:

- La circunferencia del tanque.
- La profundidad del tanque.

- El grosor de las paredes del tanque.
- El volumen de los dispositivos dentro del tanque, tales como las placas de aforo y las conexiones de tuberías.

Posteriormente el dimensionador computa el volumen de líquido en el tanque a diferentes profundidades y prepara las tablas correspondientes que dan el volumen a intervalos de 3 mm o 6 mm (1/8 pulgada o 1/4 pulgada).

ESTACIÓN BAEZA - BLOQUE 10				Tank Number: TM10-TK1 - 001A			
BAEZA - NAPO - ECUADOR				PETRÓLEO CRUDO			
CRUDE OIL TANK							
cm	Bariles	cm	Bariles	cm	Bariles	cm	Bariles
0	4,33	40	1576,79	80	4425,74	120	7274,29
1	4,34	41	1648,02	81	4496,96	121	7345,50
2	4,34	42	1719,24	82	4568,18	122	7416,72
3	32,35	43	1790,46	83	4639,40	123	7487,93
4	63,48	44	1861,69	84	4710,61	124	7559,14
5	94,61	45	1932,91	85	4781,83	125	7630,36
6	125,74	46	2004,13	86	4853,05	126	7701,57
7	156,87	47	2075,35	87	4924,27	127	7772,78
8	188,00	48	2146,57	88	4995,49	128	7844,00
9	219,12	49	2217,79	89	5066,71	129	7915,21
10	250,25	50	2289,01	90	5137,93	130	7986,42
11	281,37	51	2360,23	91	5209,15	131	8057,61
12	312,50	52	2431,45	92	5280,37	132	8128,79
13	343,63	53	2502,67	93	5351,59	133	8199,98
14	374,76	54	2573,87	94	5422,81	134	8271,16
15	405,89	55	2645,10	95	5494,03	135	8342,34
16	437,02	56	2716,34	96	5565,25	136	8413,53
17	468,14	57	2787,57	97	5636,47	137	8484,71
18	499,27	58	2858,80	98	5707,68	138	8555,90
19	530,39	59	2930,04	99	5778,89	139	8627,08
20	561,52	60	3001,27	100	5850,10	140	8698,27
21	592,65	61	3072,50	101	5921,30	141	8769,45
22	623,78	62	3143,74	102	5992,51	142	8840,64
23	656,07	63	3214,97	103	6063,72	143	8911,82
24	689,13	64	3286,21	104	6134,93	144	8983,01
25	722,19	65	3357,44	105	6206,14	145	9054,19
26	755,26	66	3428,66	106	6277,34	146	9125,37
27	788,31	67	3499,88	107	6348,55	147	9196,56
28	821,38	68	3571,10	108	6419,76	148	9267,74
29	854,45	69	3642,32	109	6490,97	149	9338,92
30	887,51	70	3713,54	110	6562,18	150	9410,11
31	935,83	71	3784,76	111	6633,38	151	9481,29
32	1007,03	72	3855,98	112	6704,59	152	9552,48
33	1078,24	73	3927,20	113	6775,80	153	9623,66
34	1149,46	74	3998,42	114	6847,01	154	9694,84
35	1220,67	75	4069,64	115	6918,22	155	9766,03
36	1291,90	76	4140,86	116	6989,44	156	9837,21
37	1363,12	77	4212,08	117	7060,65	157	9908,39
38	1434,35	78	4283,30	118	7131,86	158	9979,58
39	1505,57	79	4354,52	119	7203,08	159	10050,76

Mediciones y Cálculos en Acuerdo con API MPMS 2.2A & 2.2B	
- Tabla de Capacidad a Nivel Máximo de: 12082 mm corresponde a 79904,64 Bariles	
- NIVEL DE REBOSE - 11697 mm corresponde a 76761,34 Bbls	
mm	Bariles
1	6,72
2	13,44
3	20,15
4	26,87
5	33,39
6	40,31
7	47,02
8	53,74
9	60,46

Esfuerzo por cabeza de líquido aplicado a 19,1 ° API a 60° F

- Altura Total De Referencia: 13429 mm
- Altura Cilíndrica del Tanque: 12061 mm
- Nivel Trabajo 98 °+ : 11840 mm corresponde a 78302,73 Bariles
- Nivel Trabajo 95 °+ : 11478 mm corresponde a 75907,66 Bariles
- Fondo del tanque Calibrado por planos de construcción
- Temperatura Media de Operación 76,3 °C
- Tipo de Tanque : Cilíndrico Vertical
- Diámetro Medio del Tanque: 36506 mm
- Calibrado por C. Miga M. Tostaguzán en Diciembre 07, 2005
- Computado por C. Iñigo en Diciembre 31, 2005

Oil, Gas & Chemical Services

Figura 44. Tabla de Aforo Típica de un Tanque TM10-TK1-001A
Fuente: Estación Baeza – Bloque 10

5.3.3.13 Termómetro Tipo Copa

Un **termómetro tipo copa** se parece a un termómetro de vidrio común con una cubeta redondeada en el extremo. El recipiente (o copa), sostiene el líquido cuya temperatura va a medir. La columna de mercurio del termómetro se comprueba antes de cada uso para asegurar que no haya rupturas. Se revisa la legibilidad de las marcas divisorias y si hay depósitos de cera o residuos en la copa. El termómetro se sumerge en el líquido a la profundidad deseada por un periodo de tiempo específico, extrayéndose luego otra vez para leer la temperatura.

La ventaja del termómetro tipo copa es su sencillez y facilidad de uso. La desventaja es que tiene que retirarse del tanque para ser leído. Conforme se extrae el termómetro a través del líquido, el aceite en la copa puede verse afectado por la temperatura del aceite por el que está pasando, así como la temperatura ambiental mientras se lee.

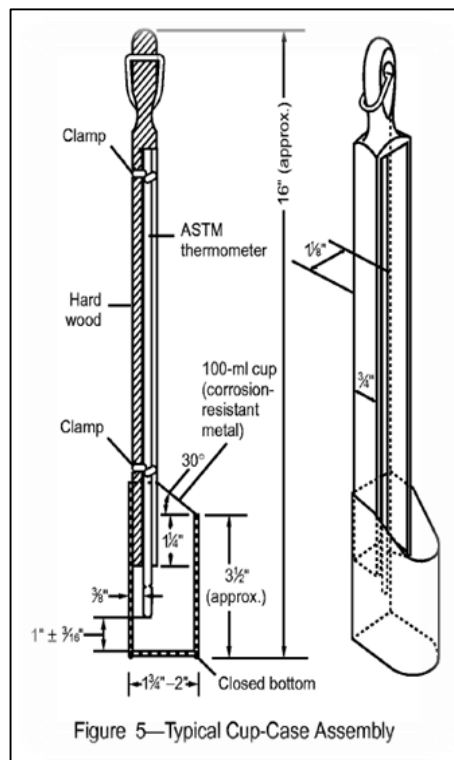


Figura 45. Termómetro Tipo Copa
Fuente: Fiscalización de Tanques. (2014).

5.3.3.14 Termómetro Electrónico Portátil

El **termómetro electrónico portátil** consta de un sensor, el cual es suspendido en el líquido del tanque, y un dispositivo portátil de lectura digital. Estos termómetros deben ser revisados y calibrados con frecuencia para asegurar su precisión. Las ventajas de los termómetros electrónicos con respecto a los de tipo copa son:

- El sensor de un termómetro electrónico puede colocarse a cualquier nivel y la temperatura puede leerse sin sacarlo del tanque.
- Los termómetros electrónicos tienen un tiempo de respuesta más rápido.

La cantidad de temperaturas que se toman para lograr una lectura resultante depende de la altura del tanque. El mínimo aceptable es:

- Temperatura tomada a 3 niveles con 5 o más medidores.
- Temperatura tomada a 2 niveles entre 3 y 5 medidores.
- Temperatura tomada a la mitad con 3 medidores o menos.

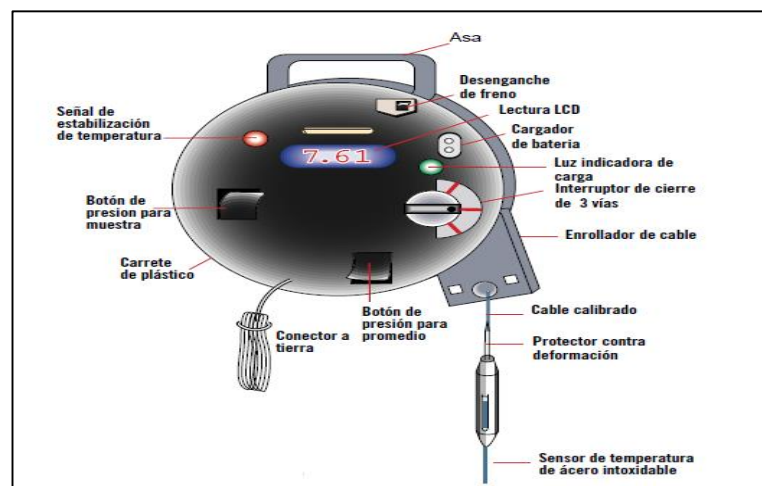


Figura 46. Termómetro Electrónico

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

5.3.3.15 Densidad

La densidad de un líquido es un factor importante al determinar el volumen.

La densidad y viscosidad influyen directamente en la presión requerida para mover el producto.

Cuanto mayor sea la densidad y viscosidad, mayor es la presión de la línea que se necesita.

Los aforadores requieren medir con precisión la densidad y viscosidad de los líquidos debido a que estos factores afectan directamente el costo del transporte del producto. La siguiente tabla muestra un ejemplo de la comparación de costos relativos para diversos líquidos.

El muestreo del tanque se realiza para determinar la densidad del líquido. La densidad de los líquidos que a transportarse se determina para rectificar el volumen a temperatura y presión estándar.

Para determinar la densidad, se recogen muestras de diferentes niveles dentro del tanque.

Se saca un promedio de las densidades para dar una lectura mixta. Las muestras se recuperan del tanque utilizando un tomamuestras. El método preferido para asegurar la medición exacta es el muestreo puntual. Se baja una botella con un corcho en el tanque.

Cuando la botella llega a la profundidad deseada, se tira del corcho y la botella se jala rápidamente para arriba a través del líquido, para asegurar que la botella sólo esté llena al 80%.

La densidad se mide con un ‘hidrómetro’, un tubo de vidrio calibrado de 12 a 16 pulgadas (300 a 400 mm) de largo, o un ‘termohidrómetro’ - un hidrómetro con un termómetro incorporado. Las mediciones de temperatura se registran junto con las densidades debido a que la densidad está influenciada por la temperatura. La densidad de muestra (expresada en kilogramos por metro cúbico) se corrige a una temperatura de 60°F (15°C).

Para medir las densidades de crudo, se vierte lentamente la muestra en un cilindro de vidrio, lo suficientemente grande para permitir que el termohidrómetro flote libremente con la punta por lo menos a una pulgada (254 mm) del fondo.



Figura 47. Termohidrómetro

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

5.3.3.16 Muestreo

Normalmente no se toman las muestras de agua y sedimento desde los tanques debido a que el agua y sedimentos en el crudo tienen a estar distribuidos de forma dispárea, por lo que es muy difícil de obtener una muestra representativa. Pueden tomarse muestras del tanque para agua y sedimento si hay un porcentaje excepcionalmente alto de S&W en la tubería.

El análisis del contenido de S&W de un tanque de almacenamiento ayuda a identificar la fuente de S&W o a confirmar la presencia de mucha S&W que se observa en una muestra automática o puntual.

Si se sospecha que un tanque tiene un alto contenido de S&W, el muestreo debe hacerse antes de soltar el líquido en la tubería. Los verificadores usualmente toman muestras de S&W conforme la corriente entra o sale del tanque.

Las muestras puntuales de S&W se pueden tomar utilizando el mismo procedimiento descrito para el muestreo de densidad.

El muestreo de agua también puede realizarse haciendo uso de un **'tomamuestras'** especial, un recipiente con un cierre que se cierra rápidamente, ya sea cuando el recipiente toca el fondo del tanque, o cuando la persona que hace el muestreo activa una palanca. Puesto que el aceite flota en el agua, generalmente es fácil ver el punto de contacto del agua y aceite.

El tomamuestras se baja lentamente a través del líquido en una cinta de medición marcada hasta que llega al nivel deseado y se cierra la compuerta. La muestra se tira cuidadosamente a la superficie y se verifica si hay algún punto de contacto del agua/aceite.

También puede identificarse la presencia de contaminación de agua con una **'pintura indicadora de agua'**. La pintura se extiende en la barra o cinta de medición y éste se baja al agua. Cuando llega al punto de contacto del agua/aceite, la pintura cambia de color al hacer contacto con el agua despejada.

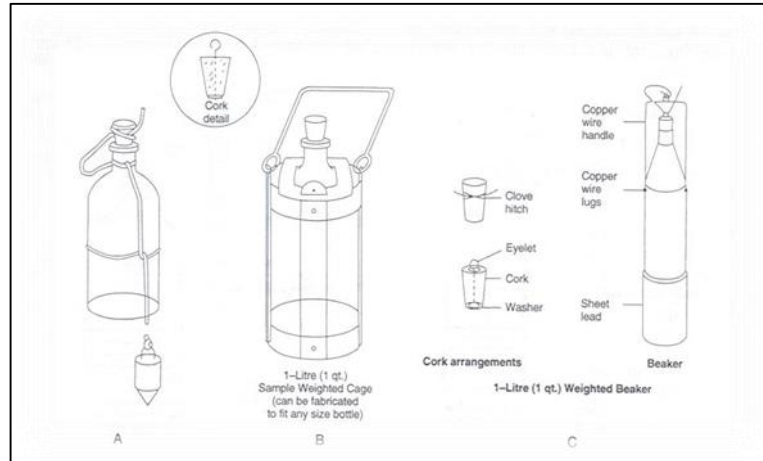


Figura 48. Tomamuestras

Fuente: Programa de Capacitación y Auditorías Internacionales – FUNDAECUADOR. (2010).

5.3.3.17 Centrifugación

Las muestras de agua y sedimento se ponen a través de una prueba centrífuga en el laboratorio. La centrífuga se fija para dar vueltas por casi diez minutos a 140°F (60°C). Al dar vueltas, el agua y sedimentos se fuerzan al fondo de los tubos.

Las lecturas de agua y sedimento de ambos tubos se combinan y registran. El proceso se repite hasta que dos vueltas consecutivas dan las mismas lecturas combinadas.



Figura 49. Proceso de Centrifugación

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

5.3.3.18 Prueba de Claridad 40 o Turbidez

La prueba de claridad es un modo simple de verificar la contaminación por agua en los productos refinados. Un producto que está contaminado con agua puede verse turbio. A mayor turbidez, mayor contaminación. En una prueba de claridad se toma un litro de muestras puntuales de líquido de la tubería y se vierten en un recipiente de vidrio. El recipiente se coloca a una pulgada (25 mm) delante de un cuadro que consta de cinco líneas horizontales de diversos grosores.

La apariencia de las líneas tal como se ven a través del recipiente del líquido se compara a un juego de seis fotografías numeradas. El índice de claridad del líquido iguala al número de la fotografía que se aproxima más a la apariencia de la muestra. Una muestra que no está contaminada tendría un índice de uno; una muestra muy contaminada tendría un índice de seis.

La prueba de claridad se hace al comienzo de cada lote de líquido refinado, para la gasolina, diésel, combustible de avión y destilados.

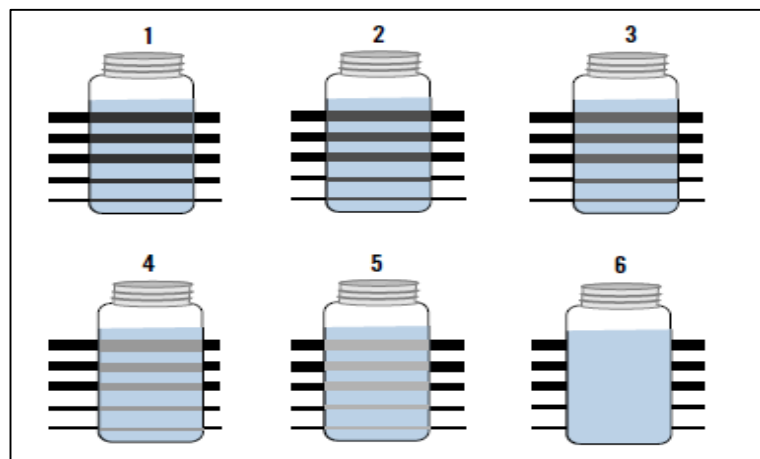


Figura 50. Prueba de Claridad 40

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014)

5.3.3.19 Prueba del Azufre

El azufre se encuentra por lo general en los líquidos de petróleo como sulfato de hidrógeno (H₂S), un gas incoloro con olor parecido al de huevos podridos. Al petróleo crudo que contiene más de 0.5 por ciento de azufre se le llama 'sulfuroso'.

El H₂S es sumamente tóxico. En concentraciones tan bajas como 100 partes por millón (ppm) en el aire, puede ocasionar dolores de cabeza y náuseas. En concentraciones de 1000 ppm, puede causar la muerte en cuestión de segundos. Cuando se combina con agua, el H₂S forma el ácido sulfúrico (H₂SO₄), un líquido altamente corrosivo que puede afectar seriamente la tubería y maquinaria. El azufre también puede darse en líquidos de petróleo en otras formas diferentes al H₂S; todas ocasionan corrosión.

Los técnicos de laboratorio prueban el azufre en el crudo reflejando rayos x en una muestra de líquido que se coloca en un recipiente cubierto. Cada elemento en la muestra absorbe y vuelve a emitir ondas de radiación específicas. Se instala un analizador para ver únicamente la de radiación re-emitida por el azufre. El analizador convierte luego los rayos emitidos en pulsaciones y cuentas electrónicas para llegar a una medida del contenido de azufre en la muestra.

Otra prueba común para el azufre en los GLP y productos refinados es la de la cinta de cobre. En la '**prueba de la cinta de cobre**' se coloca una cinta de cobre en un cilindro que contiene una muestra del líquido a ser probado. La apariencia de la cinta se compara a la del cuadro de niveles de corrosión.

A más oscura la apariencia de la cinta, mayor es la concentración de azufre en el líquido.

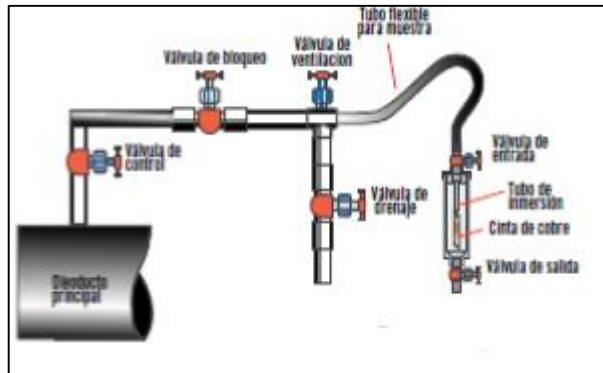


Figura 51. Prueba de azufre con la Cinta de Cobre

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

5.3.3.20 Agua Libre

Es la cantidad de agua separada del hidrocarburo que se encuentra en el fondo del tanque.

El agua libre de los tanques se debe drenar, de tal forma, que la cantidad de agua siempre sea mínima (máximo 5 cm. de agua). Para drenar un tanque, se debe abrir la válvula de drenaje lentamente con el fin de evitar la creación de un vórtice o remolino dentro del tanque que cause que el producto almacenado se mezcle con el agua. Para el drenaje de un tanque es recomendable utilizar el tubo que ha sido especialmente instalado para desagüe, el cual en la parte inferior del tanque tiene un codo y neplo conectados que llegan a un pozo recolector de aguas en el fondo, que permite el drenaje casi total del agua. Si el tanque no tiene este diseño, es conveniente repararlo para su instalación tal como indican las normas API.

5.3.3.21 Agua Suspendida y Sedimento (BS & W)

Es la cantidad de agua y sedimento que se encuentra emulsificada o suspendida en el petróleo crudo, combustóleo u otro hidrocarburo pesado. Se debe determinar por pruebas de laboratorio, sobre una muestra representativa del contenido del tanque.

La medición precisa de agua y sedimento (S&W) es sumamente importante tanto para el transportador como para el despachador. La precisión empieza con un sistema de muestreo efectivo. Se prefiere el muestreo automático porque es más representativo de un lote completo. El líquido en la línea tiene la tendencia de asentarse en capas - los materiales pesados se van hacia el fondo, en tanto que los materiales ligeros se van hacia la superficie.

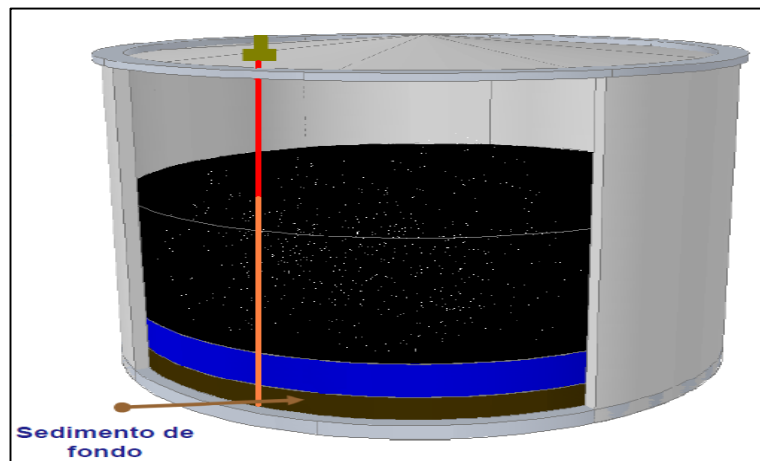


Figura 52. Agua Suspendida y Sedimento (BS&W)

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

5.3.4 RESPONSABILIDADES

SUJETO PASIVO DE CONTROL:

- Compañías Inspectoras Independientes.
- Operadoras

SUJETO ACTIVO DE CONTROL:

- Agencia Regional de Control Hidrocarburífero Esmeraldas

5.3.5 DESCRIPCIÓN PROCEDIMIENTO - MEDICIÓN ESTÁTICA.

5.3.5.1 CONDICIONES GENERALES

La Medición Estática es un proceso que requiere de una serie de condiciones mínimas para que la incertidumbre sea la menor posible.

Antes de tomar medidas de un tanque, todas las válvulas de recibo y entrega deben estar cerradas para prevenir pases o desplazamientos de productos desde o hacia otros tanques o sistemas.

- Si el tanque va a recibir producto, todas las válvulas de entrega o salida de productos y drenajes instalados en el tanque deben estar cerradas.
- Si el tanque va a despachar producto, todas las válvulas de recepción o ingreso de producto y drenajes instalados en el tanque deben estar cerradas.

Todo equipo utilizado para medición manual debe estar calibrado y en buenas condiciones mecánicas y operativas. Si la operadora no dispone, es obligación de la Compañía Inspectoría Independiente disponer del equipo calibrado con su respectiva certificación para ser utilizado en la medida inicial y final.

- Cintas de aforo y plomada.
 - Todas las cintas de aforo que sean usadas deben encontrarse en buen estado y poseer certificado de verificación (cinta de trabajo) y de calibración (cinta patrón) vigente con vigencia máxima de un año. El TAG debe ser el mismo para el cuerpo de la cinta, el carrete y la plomada.

- No deben usarse cintas con la escala numérica no visible o totalmente borrada como resultado del desgaste y la corrosión; así como, cintas que presenten quiebres o torceduras.
 - Se debe usar la misma cinta de medición y plomada para la medición inicial y final.
 - Conectar el polo a tierra de la cinta de medición a la baranda del tanque o a la escotilla de medición, permite descargar las eventuales corrientes estáticas.
- Tanques de almacenamiento.
- Los tanques de almacenamiento deben encontrarse en buen estado y contar con las tablas de calibración (aforo) vigentes.
 - La altura de referencia debe ser verificada por lo menos cada año; si se nota un cambio de 1.0 mm o más, la medida del punto de referencia debe ser corregida de inmediato.
 - En tanques de techo cónico debe evitarse la medición con más de dos (2) personas sobre el techo para evitar que la altura de referencia cambie con el peso de las personas. Si ello fuere inevitable, el número de personas deben ser igual tanto en la medida inicial como final.
 - Antes de medir un tanque de techo flotante debe drenarse totalmente el agua que esté en el techo para que no afecte la exactitud de la medición al cambiar el peso total del techo.
 - La persona que toma medidas en los tanques, está en la obligación de informar a su supervisor sobre la pérdida de cualquier objeto (toma muestra, cintas termómetros u otros) en el interior del tanque.

- La medición en la zona crítica del tanque tiene incertidumbre alta, por consiguiente no es recomendable trabajar en esa zona.

➤ Pasta detectora de agua.

Para la medida de agua libre se debe utilizar una pasta que permita diferenciar entre el agua y el hidrocarburo, se debe tener en cuenta que:

- Exista un cambio visible de color.
- Que se fije fácilmente a la cinta y/o plomada
- Que no esté caducada.

Cuando un tanque deja recibir o despachar producto se debe dejar transcurrir el tiempo suficiente para que los gases y aire disueltos se liberen y así poderlos medir correctamente, período que deberá ser establecido por cada terminal en función de las características y condiciones de operación de los tanques (tamaño, geometría, tipo de flujo de llenado-laminar o turbulento y propiedades físico-químicas del fluido).

Los objetos conductores tales como cintas de aforo, envases de muestreo y termómetros, no se deben bajar o suspender en un compartimento o un tanque que se está llenando o inmediatamente después de la culminación del bombeo.

Los materiales conductores tales como cintas de aforo deben ser puestos a tierra hasta sumergirlo en el líquido. Un período de espera será requerido generalmente para permitir la disipación de la carga electrostática.

Desde un punto de vista de seguridad es deseable, en caso de ser práctico, que ninguna persona tenga acceso al tanque hasta que hayan transcurrido por lo menos 30 minutos después de terminar el bombeo o la recirculación.

Para reducir el potencial de energía estática, cuerdas y ropa de nylon o poliéster no deben ser utilizadas.

Nunca debe medirse un tanque durante una tormenta eléctrica.

Para la medición manual con cinta se debe tener en cuenta que el tiempo de reposo mínimo requerido por un tanque que almacena productos refinados es de 30 minutos, mientras que el tiempo mínimo requerido por un tanque que almacena crudo es de 60 minutos.

Antes de subir se debe verificar ciertas condiciones que son necesarias para un excelente desempeño. Antes de subir al techo de un tanque, se deben conocer las normas de seguridad las cuales son de estricto cumplimiento.

5.3.5.2 PROCEDIMIENTOS.

5.3.5.2.1 Medición Indirecta o al Vacío (Outage Gauge)

Para realizar la medición manual del volumen de productos almacenados en tanques de almacenamiento, el procedimiento que se debe seguir para realizar la medición indirecta o al vacío es el siguiente:

1. Leer y registrar la altura de referencia del tanque a ser medido, tomándola directamente de la tabla de aforo del tanque respectivo.
2. Verificar en la sala de control que el fluido contenido en el tanque de almacenamiento, esté en condiciones de quietud y/o reposo total (Estático), para proceder a realizar la medición.
3. Verificar que todo el equipo utilizado para medición manual (cinta y plomada de aforo para medición al vacío, termómetro, toma muestras, linterna) deben estar calibrados y en buenas condiciones para su utilización.

4. Verificar que la pasta detectora de hidrocarburo este en buenas condiciones para su uso. Disponer materiales de limpieza.
5. Leer y registrar el nivel del producto en el sistema de telemetría (Radar Saab) instalado en el tanque a ser medido, información que debe ser utilizada como dato de referencia.
6. Verificar que todo el personal disponga de elementos de protección personal (EPP) y credenciales de identificación que lo autorice para participar en el operativo.
7. Antes de subir al techo de un tanque, se deben conocer las normas de seguridad las cuales son de estricto cumplimiento.
8. Verificar que todas las válvulas de recibo y entrega del tanque de almacenamiento a ser medido, estén cerradas dependiendo del caso.
 - Si el tanque va a recibir producto, todas las válvulas de entrega o salida de productos y drenajes instalados en el tanque deben estar cerradas.
 - Si el tanque va a despachar producto, todas las válvulas de recepción o ingreso de producto y drenajes instalados en el tanque deben estar cerradas.
9. Subir al tanque haciendo contacto con el pasamano de la escalera para descargar la energía estática.
10. Verificar que no exista agua acumulada en la tapa del techo flotante.
11. Una vez que se encuentre frente a la boca de aforo, colocarse en posición correcta para evitar que los vapores que se encuentran en el tanque sean inhalados por la persona que ejecutará el procedimiento de medición.

- 12.** Conectar el polo a tierra de su cinta de medición, a la baranda del tanque o a la escotilla de medición (descarga de energía estática).
- 13.** Abrir la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.
- 14.** Determinar matemáticamente la longitud de cinta a introducir en el tanque restándole de la altura de referencia el dato guía y se le resta a este valor la mitad de la longitud de la plomada cuadrada (aproximadamente 7 cm).
- 15.** Aplicar pasta detectora de hidrocarburo sobre la plomada en capas iguales hasta esconder la superficie sin cubrir la graduación de los números de la escala.
- 16.** Bajar la cinta y plomada cuidadosamente al interior del tanque manteniendo la cara liza de la cinta siempre en contacto con el borde de la escotilla de medición hasta alcanzar la longitud anteriormente calculada.
- 17.** Registrar la lectura de la cinta de aforo en el punto de referencia ubicado en la escotilla medición.
- 18.** Mantener la cinta de medición firme y el tiempo suficiente para que el líquido produzca el corte en la plomada de aforo.
- 19.** Recoger la cinta de aforo del interior del tanque y leer el corte del líquido sobre la plomada y registrar la lectura.
- 20.** Repetir este procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm.

- Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede reportar como válida, teniendo en cuenta que la diferencia con respecto a la tercera no sobrepase 1 mm.
 - Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra es de 1 mm, la medida a tomar es el promedio de las tres.
 - En caso que las 3 lecturas arrojen diferencias superiores a 3 milímetros, se sugiere revisar que las válvulas del tanque estén cerradas y que efectivamente el fluido haya estado en reposo.
21. El nivel del líquido contenido en el tanque se determina restándole a la altura referencial la lectura de la cinta introducida en el tanque y sumándole al resultado obtenido la lectura de la cinta mojada o manchada.
 22. Registrar el valor obtenido.
 23. Recoger y limpiar la cinta de medición y la plomada.
 24. Desconectar el cable a tierra y limpiar el lugar.

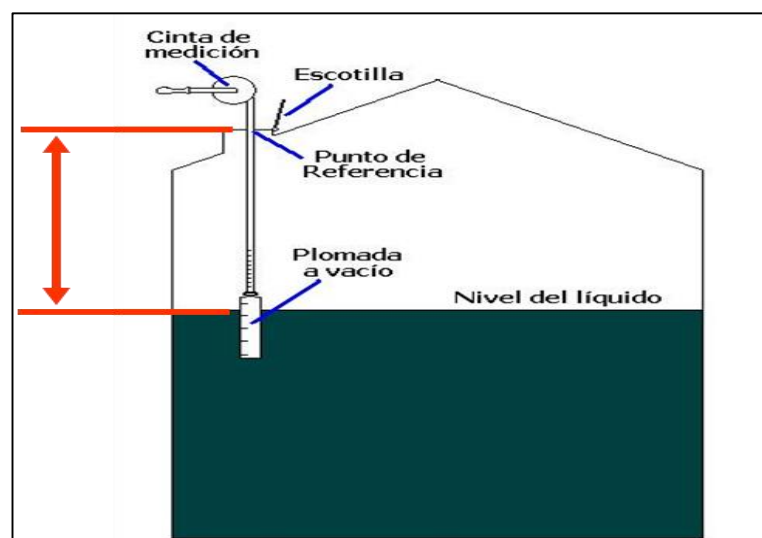


Figura 53. Medición a Vacío en un Tanque de Almacenamiento.
Fuente: Fiscalización de Tanques. (2014).

5.3.5.2.2 Medición Directa o de Fondo (Innage Gauge)

El procedimiento empleado en la medición a fondo consiste en medir desde el plato de medición ubicado en el fondo del tanque hasta que el punto del corte en la superficie del líquido sobre la cinta de medición, esta lectura directa dará la altura del líquido en el tanque:

1. Leer y registrar la altura de referencia del tanque a ser medido, tomándola directamente de la tabla de aforo del tanque respectivo.
2. Verificar en la sala de control que el fluido contenido en el tanque de almacenamiento, esté en condiciones de quietud y/o reposo total (Estático), para proceder a realizar la medición.
3. Verificar que todo el equipo utilizado para medición manual (cinta y plomada de aforo para medición a fondo, termómetro, toma muestras, linterna) deben estar calibrados y en buenas condiciones para su utilización.
4. Verificar que la pasta detectora de hidrocarburo este en buenas condiciones para su uso. Disponer materiales de limpieza.
5. Leer y registrar el nivel del producto en el sistema de telemetría (Radar Saab) instalado en el tanque a ser medido, información que debe ser utilizada como dato de referencia.
6. Verificar que todo el personal disponga de elementos de protección personal (EPP) y credenciales de identificación que lo acredite para participar en el operativo.

- 7.** Antes de subir al techo de un tanque, se deben conocer las normas de seguridad las cuales son de estricto cumplimiento.
- 8.** Verificar que todas las válvulas de recibo y entrega del tanque de almacenamiento a ser medido, estén cerradas dependiendo del caso.
 - Si el tanque va a recibir producto, todas las válvulas de entrega o salida de productos y drenajes instalados en el tanque deben estar cerradas.
 - Si el tanque va a despachar producto, todas las válvulas de recepción o ingreso de producto y drenajes instalados en el tanque deben estar cerradas.
- 9.** Subir al tanque haciendo contacto con el pasamano de la escalera para descargar la energía estática.
- 10.** Verificar que no exista agua acumulada en la tapa del techo flotante.
- 11.** Una vez que se encuentre frente a la boca de aforo, colocarse en posición correcta para evitar que los vapores que se encuentran en el tanque sean inhalados por la persona que ejecutará el procedimiento de medición.
- 12.** Conectar el polo a tierra de su cinta de medición, a la baranda del tanque o a la escotilla de medición (descarga de energía estática).
- 13.** Abrir la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.
- 14.** Aplicar pasta detectora de hidrocarburo sobre la plomada en capas iguales hasta esconder la superficie sin cubrir la graduación de los números de la escala.

15. Bajar la cinta y plomada cuidadosamente al interior del tanque manteniendo la cara liza de la cinta siempre en contacto con el borde de la escotilla de medición hasta que la plomada este a una corta distancia del fondo del tanque.
16. Deslizar la cinta suavemente sobre el punto de referencia hasta que la plomada toque la platina de medición del fondo del tanque.
17. Registrar la lectura de la cinta de aforo en el punto de referencia ubicado en la escotilla medición y observar si existe alguna diferencia con respecto a la altura de referencia del tanque.
18. Mantener la cinta firme el tiempo suficiente para que el líquido produzca el corte en la cinta de aforo.
19. Recoger la cinta de aforo del interior del tanque y leer el corte del líquido sobre la cinta de aforo y registrar la lectura. Repetir este procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm.
 - Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede reportar como válida, teniendo en cuenta que la diferencia con respecto a la tercera no sobrepase 1 mm.
 - Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra es de 1 mm, la medida a tomar es el promedio de las tres.
 - En caso que las 3 lecturas arrojen diferencias superiores a 3 milímetros, se sugiere revisar que las válvulas del tanque estén cerradas y que efectivamente el fluido haya estado en reposo.

20. Registrar el valor obtenido.
21. Recoger y limpiar la cinta de medición y la plomada.
22. Desconectar el cable a tierra y limpiar el lugar.

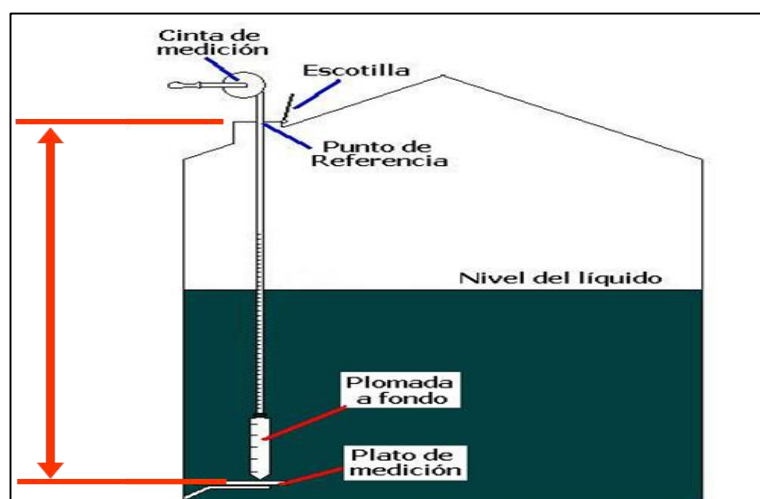


Figura 54. Medición a Fondo en un Tanque de Almacenamiento.
Fuente: Fiscalización de Tanques. (2014).

5.3.5.2.3 Medición de Agua Libre (Innage Gauge)

El nivel de agua libre almacenada en los tanques de almacenamiento atmosféricos debe medirse empleando el método de medición a fondo con cinta de medición y plomada a fondo, utilizando pasta indicadora de agua.

Se recomienda el uso de cintas con plomadas o pesas con doce pulgadas en vez de seis pulgadas debido a su mayor peso y a que se obvian las dudas que surgen algunas veces cuando el corte de agua ocurre en el gancho de la pesa que no tiene calibración, con una pesa más larga se facilita la lectura.

Para determinar el agua libre presente incluyendo sedimentos la plomada debe recubrirse en su parte más baja con una capa delgada de pasta para detección de agua. Cuando la altura de agua libre excede la altura de la

plomada, el agua libre puede ser medida aplicando en la cinta de aforo una capa de pasta detectora de agua.

Introducir la cinta lentamente hasta que la plomada toque el fondo del tanque, recoger cuidadosamente la cinta teniendo precaución que la plomada no tenga contacto con la boca del tubo de medición.

La lectura es válida si hay un corte definido. Si el corte de agua aparece más bajo de un lado de la plomada que del otro, tome como lectura la más alta. La presencia de manchas puede significar que hay agua en emulsión o que el producto no penetró suficientemente para ser contacto con la pasta.

Permitir que la plomada permanezca en la posición de medición por al menos diez segundos para productos livianos, tales como gasolina y diésel; y desde uno hasta cinco minutos para crudos pesados.

La pasta detectora de agua normalmente cambia de tonalidad (a rojo) al reaccionar con el agua. De este modo, el nivel de agua libre o “corte” queda definido por una línea de clara de demarcación entre la porción de pasta que ha cambiado de color y aquella que permanece sin variación

El procedimiento empleado en la medición de agua libre:

1. Verificar que la cinta y plomada para medición a fondo este calibrada y en buenas condiciones para su uso.
2. La pasta detectora de agua este en buenas condiciones de adherencia, cambio de tonalidad y no esté caducada.
3. Subir al tanque haciendo contacto con el pasamano de la escalera para descargar la energía estática.

4. Una vez que se encuentre frente a la boca de aforo, colocarse en posición correcta para evitar que los vapores que se encuentran en el tanque sean inhalados por la persona que ejecutará el procedimiento de medición.
5. Conectar el polo a tierra de su cinta de medición, a la baranda del tanque o a la escotilla de medición (descarga de energía estática).
6. Abrir la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.
7. Aplicar pasta detectora de agua.

Para Combustibles Líquidos Derivados de Hidrocarburos:

- Aplicar pasta detectora de agua sobre la plomada; así como a una parte de la cinta en capas iguales hasta esconder la superficie sin cubrir la graduación de los números de la escala.

Para Combustibles Petróleo Crudo:

- Aplicar una capa de pasta detectora de agua en la cinta medición y/o plomada según el caso, luego con una pizeta aplicar una capa de aceite lubricante (hidráulico o comestible) sobre la pasta detectora de agua.
8. Bajar la cinta y plomada cuidadosamente al interior del tanque manteniendo la cara liza de la cinta siempre en contacto con el borde de la escotilla de medición hasta que la plomada este a una corta distancia del fondo del tanque.
 9. Deslizar la cinta suavemente sobre el punto de referencia hasta que la plomada toque la platina de medición del fondo del tanque.

10. Registrar la lectura de la cinta de aforo en el punto de referencia ubicado en la escotilla medición y observar si existe alguna diferencia con respecto a la altura de referencia del tanque.
11. Mantener la cinta de medición firme el tiempo suficiente para que el líquido produzca el corte en la plomada y/o cinta de aforo.
12. Recoger la cinta de aforo del interior del tanque y leer el corte en la plomada y/o cinta de aforo, el nivel de agua en el tanque quedaría indicado por un cambio de coloración de la pasta indicadora.
13. Registrar la lectura del corte.
14. Recoger y limpiar la cinta de medición y plomada.
15. Desconectar el cable a tierra y limpiar el lugar.

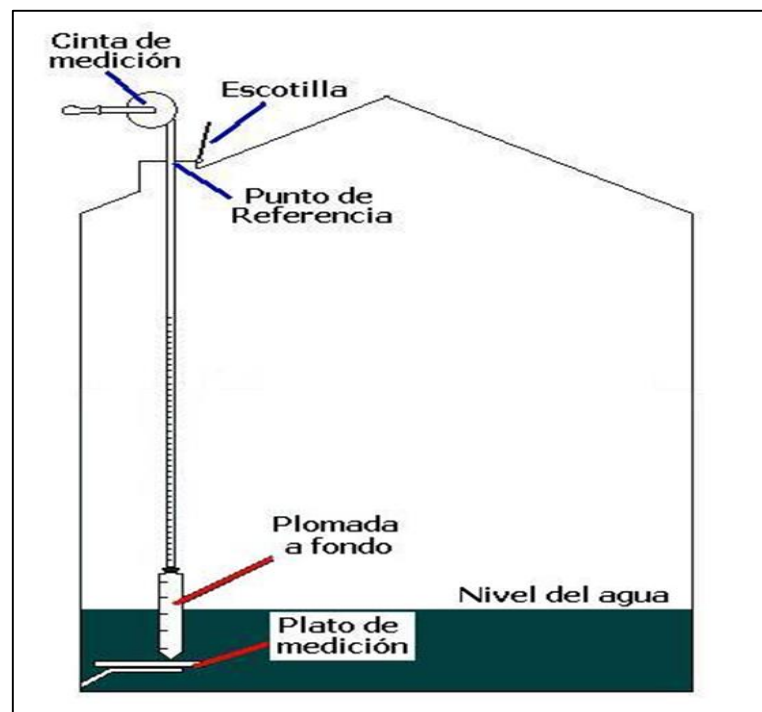


Figura 55. Medición de Agua Libre en un Tanque de Almacenamiento.
Fuente: Fiscalización de Tanques. (2014).

CAPÍTULO VI

6. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS

6.1 REPORTE DE CANTIDAD

Se utiliza para determinar el volumen real que tiene un tanque de almacenamiento, deduciendo el efecto que produce la temperatura y el agua en suspensión. Un reporte de medición es un reconocimiento escrito de un recibo o entrega de petróleo y productos de petróleo. Si un cambio del propietario o custodia ocurre durante la transferencia, el reporte de medición o el informe sirve como documentación entre las partes involucradas respecto a la cantidad medida y las pruebas de calidad. El reporte de medición es un término generalizado usado para abarcar y exceder las expresiones como "tiquete de corrida", "tiquete de transferencia", "tiquete de recibo y entrega".

6.1.1 Procedimiento de Cálculo de Cantidad

Datos:

- **Nivel de líquido Observada.**
- **Nivel de agua libre Observada.**
- **Temperatura del líquido °F Observada.**
- **Temperatura ambiente °F Observada.**
- **Temperatura de la lámina del tanque °F Por cálculo.**
- **Gravedad API @ 60°F Análisis.**
- **Porcentaje de agua y sedimento (%BS&W) Análisis.**
- **Volumen total observado (TOV) Tabla de aforo.**
- **Volumen Bruto Observado (GOV).**
- **Agua libre (FW) Tabla de aforo.**
- **Factor de corrección por la temperatura de la pared del tanque.**

Se puede obtener directamente a través de la tabla B-1 Apéndice B de la Norma API Cap. 12 Sección 1 Parte 1 o por la fórmula:

$$CTSh1 = 1 + (TP - 60) \times EM \quad [3]$$

Donde:

T_P = Temperatura de la pared

E_M = El coeficiente de expansión de área por °F

- 0.0000124 Para Carbón Steel
- 0.0000177 Para Stainless Steel

CTSh se debe redondear a 5 cifras decimales.

API ha desarrollado varias maneras de calcular la temperatura en la pared del tanque:

$$TP1 = (T_l + T_a) / 2 \quad [4]$$

Donde:

T_l = Temperatura del líquido en el tanque

T_a = Temperatura ambiente

Es una fórmula muy simple que ha sido ampliamente discutida, por lo que desarrollaron una más compleja.

$$TP2 = (T_l + (K \times T_a)) / (K + 1) \quad [5]$$

Donde:

$$K = (4 \times (T_l - 150) + (16.5 \times v \times \mu^{0.5}) + (340 \times \mu^{3.2}) + (250 - D)) \times 10^{-4} \quad [6]$$

Donde:

v = Velocidad del viento.

μ = Viscosidad en centipoises.

D = diámetro del tanque en pies.

$$TP3 = ((Tl * 9) + Ta) / 10 \quad [7]$$

Esta fórmula es la más aceptada en el mercado

➤ **Ajuste del techo flotante (FRA) Cálculo:**

Para realizar el ajuste por techo flotante se realiza el siguiente procedimiento:

- Obtener de la tabla 5ª el API Observado, con la información de °API a 60°F y la temperatura del tanque °F.
- Calcular la diferencia entre el °API observado y el °API de referencia que aparece en la tabla de aforo.
- La diferencia anterior se multiplica por una constante de corrección por unidad de volumen (bbl/API) suministrada en la tabla de aforo, que puede ser negativo o positivo según el °API de referencia.

$$FRA = (°API referencia - °API observado a Tl) * bbl/API \quad [8]$$

Ver Tabla de Aforo Figura 56.

- **Factor de Corrección por Temperatura en el Líquido.**
- **Factor de corrección por efecto de la Temperatura en el producto (CTL o VCF).**

Variables

- Temperatura en °F
- Gravedad API 60 °F

Este factor se puede obtener directamente a través a de las tablas 6A/6B (ASTM D-1250).

➤ **Volumen Bruto Estándar**

$$GSV = ((GOV * CTSh) + /-FRA) * CTL \quad [9]$$

➤ **Factor de Corrección por Agua y Sedimento (CS&W)**

$$CS\&W = (1 - \%BSW/100) \quad [10]$$

➤ **Cálculo Volumen Estándar Neto**

Se puede obtener de 2 formas:

$$1.- NSV1 = GSV * CS\&W \quad [11]$$

$$2.- NSV2 = GSV - (GSV * (\% \frac{BSW}{100})) \quad [12]$$

6.1.2 Cálculo de cantidad por medición manual de tanque

6.1.2.1 Datos de campo

Tabla 6. Datos de Campo de Medición de volumen de un Tanque XX - 01.

TK N° XX - 01	ABRIÓ	CERRÓ
Nivel de Producto	-----	-----
Altura de Referencia	17 017 mm	17 017 mm
Cinta Usada	3 100 mm	10 500 mm
Corte en la Plomada	20 mm	30 mm

Tabla 6. Datos de Campo de Medición de volumen de un Tanque XX – 01.
Continuación...

Nivel de Agua Libre	-----	-----
Cinta Usada	16 787 mm	16 877
Corte en la Plomada	30 mm	40 mm
Temperatura del Líquido	121.3 °F	122.3 °F
Temperatura Ambiente	110.0 °F	109.0 °F

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operación de Ductos. TK XX – 01 (2014).

6.1.2.2 Datos de laboratorio

API 60 °F: 23.3 - % BS &W: 0.185

6.1.2.3 Cálculo del Nivel de producto/agua libre

Tabla 7. Cálculo de Nivel de Producto / Agua Libre en un Tanque XX - 01.

Altura de Referencia	17 017 mm	17 017
Cinta Usada	3 100 mm	10 500 mm
Corte en la Plomada	20 mm	30 mm
Nivel de Producto	13 897 mm	6 487 mm
Altura de Referencia	17 017 mm	17 017 mm
Cinta Usada	16 787 mm	16 877 mm
Corte en la Plomada	30 mm	40 mm
Nivel de Agua Libre	200 mm	100 mm

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operación de Ductos. TK XX – 01 (2014).

6.1.2.4 Cálculo del Volumen Total Observado (TOV) y Volumen Bruto Observado (GOV).

Procedemos a verificar en la Tabla de Aforo:

CILINDRO PRINCIPAL							
NIVEL	VOLUMEN	NIVEL	VOLUMEN	NIVEL	VOLUMEN	NIVEL	VOLUMEN
Cms	Bbbs	Cms	Bbbs	Cms	Bbbs	Cms	Bbbs
30	3.950,14	400	70.452,16	790	142.115,64	1180	213.827,29
40	5.786,51	410	72.289,24	800	143.953,66	1190	215.666,71
50	7.622,88	420	74.126,32	810	145.791,69	1200	217.506,13
60	9.459,24	430	75.963,40	820	147.629,72	1210	219.345,55
70	11.295,61	440	77.800,48	830	149.467,75	1220	221.185,20
80	13.131,98	450	79.637,56	840	151.305,78	1230	223.026,38
90	14.968,35	460	81.474,64	850	153.143,81	1240	224.867,56
100	16.804,71	470	83.311,72	860	154.981,84	1250	226.708,74
110	18.641,08	480	85.148,80	870	156.819,87	1260	228.549,92
120	20.477,45	490	86.985,97	880	158.657,89	1270	230.391,10
130	22.313,82	500	88.823,53	890	160.495,92	1280	232.232,28
135	23.232,00	510	90.661,10	900	162.333,95	1290	234.073,47
140	23.786,52	520	92.498,66	910	164.171,98	1300	235.914,65
150	25.259,23	530	94.336,23	920	166.010,01	1305,4	236.908,88
160	26.731,93	540	96.173,79	930	167.848,04	1310	237.755,83
170	28.204,64	550	98.011,35	940	169.686,07	1320	239.597,01
175	29.122,82	560	99.848,92	950	171.524,09	1330	241.438,19
180	30.041,00	570	101.686,48	960	173.362,12	1340	243.279,37
190	31.877,37	580	103.524,05	970	175.200,15	1350	245.120,55
200	33.713,74	590	105.361,61	980	177.038,88	1360	246.961,74
210	35.550,11	600	107.199,18	990	178.878,30	1370	248.802,92
220	37.386,48	610	109.036,74	1000	180.717,72	1380	250.644,10
230	39.222,84	620	110.874,31	1010	182.557,14	1390	252.485,28
240	41.059,21	630	112.711,87	1020	184.396,56	1400	254.326,46
250	42.895,97	640	114.549,43	1030	186.235,98	1410	256.167,64
260	44.733,05	650	116.387,00	1040	188.075,40	1420	258.008,82
270	46.570,13	660	118.224,56	1050	189.914,82	1430	259.850,00
280	48.407,21	670	120.062,13	1060	191.754,24	1440	261.691,19
290	50.244,29	680	121.899,69	1070	193.593,66	1450	263.532,37
300	52.081,37	690	123.737,26	1080	195.433,08	1454,9	264.434,55
310	53.918,45	700	125.574,82	1090	197.272,50		
320	55.755,53	710	127.412,39	1100	199.111,92		
330	57.592,61	720	129.249,95	1110	200.951,34		
340	59.429,68	730	131.087,51	1120	202.790,76		
350	61.266,76	740	132.925,49	1130	204.630,18		
360	63.103,84	750	134.763,52	1140	206.469,60		
370	64.940,92	760	136.601,55	1150	208.309,02		
380	66.778,00	770	138.439,58	1160	210.148,44		
390	68.615,08	780	140.277,61	1170	211.987,86		

Tabla aforada para 85°F

Figura 56. Datos según la Tabla de Aforo de un Tanque X.
Fuente: Programa de Entrenamiento para Operación de Ductos. TK XX - 01 (2014).

Tabla 8. Fracción en cm, volumen de crudo en un Tanque XX - 01.

Fracción en cm	
Nivel (cm)	Volumen (bls)
1	183.83
2	367.65
3	551.48
4	735.31
5	919.14
6	1 102.96
7	1 286.79
8	1 470.62
9	1 654.45

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operación de Ductos. TK XX – 01 (2014).

Tabla 9. Fracción en mm, volumen de crudo en un Tanque XX - 01.

Fracción en mm	
Nivel (mm)	Volumen (bls)
1	18.38
2	36.77
3	55.15
4	73.53
5	91.91
6	110.3
7	128.68
8	147.06
9	165.44

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operación de Ductos. TK XX – 01 (2014).

Tabla 10. Datos de Fondo del Tanque XX - 01.

Fondo		
Nivel (cm)	Volumen (bls)	Incremento bls/mm
0	128.15	
10	697.03	5.69
20	2 143.33	14.46
30	3 950.14	18.07

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. TK XX-01 (2014).

NOTA: Un total de 1 454.65 barriles han sido deducidos de esta tabla entre 140 y 170 cm para el desplazamiento del techo flotante, basado en un peso flotante de 207.4 mtons. Y una gravedad de líquido observada de 24.3 °API en las condiciones en las que el techo flota. Los niveles por encima de 170 cm reflejan esta deducción, pero pueden ser corregidos a la gravedad API observada del producto a la temperatura del tanque de la siguiente manera:

- Para 24.3°API, ninguna corrección.
- Para cada grado API por debajo de 24.3 °API observado, sumar 9.25 Barriles.
- Para cada grado API por encima de 24.3 °API observado, restar 9.25 Barriles.

Tabla 11. Cálculo del Volumen Total Observado (TOV), Volumen de Agua Libre (FWV) y Volumen Bruto Observado (GOV).

	Nivel (cm)	Volumen (bls)	Nivel (cm)	Volumen (bls)
	1380	250 644.10	640	114 549.43
	9	1 654.45	8	1 470.62
	0.7	128.68	0.7	128.68
	TOV	25 2427.23	-----	116 148.73
	FWV	2 143.33	-----	697.03
	GOV	250 283.90	-----	115 451.70

Fuente: Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos. (2014).

$$GOV = TOV - FWV$$

[13]

$$GOV1 = 252427.23 - 2143.33 = 250283.90$$

$$GOV2 = 116148.73 - 697.03 = 115451.70$$

6.1.2.5 Cálculo del Factor de Corrección por la Temperatura de la Pared del Tanque (CTSh).

Tabla 12. Coeficientes de Expansión Térmica del material de construcción del Tanque X.

COEFICIENTES LINEALES DE EXPANSIÓN TÉRMICA		
TIPO DE ACERO	COEFICIENTE POR °F	COEFICIENTE POR °C
Templado al Carbón	0.00000620	0.0000112
Inoxidable 304	0.00000960	0.0000173
Inoxidable 316	0.00000883	0.0000159
Inoxidable 17-4PH	0.00000600	0.0000108

Fuente: API – MPMS – 12.1.1

$$1.- T_s = \frac{1}{8}[7 * 121.3 + 110] = 120 \text{ } ^\circ F \quad [14]$$

$$\Delta T = (120 - 85) = 35 \text{ } ^\circ F$$

$$CTSh2 = 1 + 2 \alpha \Delta T + \alpha^2 * \Delta T^2 \quad [15]$$

$$CTSh1 = (1 + (2 * 0.00000620 * 35) + (0.00000620)^2 * (35)^2)$$

$$CTSh1 = (1 + \alpha \Delta T)^2$$

$$CTSh1 = (1 + 0.00000620 * 35)^2 = 1.00043$$

$$2.- T_s = \frac{1}{8}[7 * 122.3 + 109] = 121 \text{ } ^\circ F$$

$$\Delta T = (121 - 85) = 36 \text{ } ^\circ F$$

$$CTSh2 = (1 + 6.2 E - 6 * 36)^2 = 1.00045$$

6.1.2.6 Cálculo del Ajuste del Techo Flotante (FRA).

API @ 60°F: 23.3

API Observado a TL 121.3 °F: Tabla - 5A: 27.2

API de Referencia según tabla de aforo: 24.3 °API

Fracción en bbl/°API según tabla de aforo: 9.25

$$FRA = (24.3 - 27.2) * 9.25 = -26.82 \text{ bls}$$

TABLE 5A, GENERALI: API CORRECTION						
TEMP. F	25.0	25.5	26.0	API GRAVITY AT 26.5	GRAVITY AT 27.0	OBSER' 27.5
	CORRESPONDING API GI					
120.0	21.3	21.8	22.3	22.7	23.2	23.7
120.5	21.3	21.8	22.2	22.7	23.2	23.6
121.0	21.3	21.8	22.2	22.7	23.2	23.6
121.5	21.3	21.7	22.2	22.7	23.1	23.6
122.0	21.2	21.7	22.2	22.6	23.1	23.6

Figura 57. Tabla de Corrección API - Temperatura vs Gravedad API

Fuente: Norma MPMS 11.1 – Volume Correction Factors

6.1.2.7 Cálculo del Volumen Bruto Observado (GOV) Ajustado

$$GOV_{(ajustado)} = GOV * CTSh - FRA \quad [16]$$

$$1.- GOV_{(ajustado)} = 250283.90 * 1.00043 - 26.82 = 250364.70 \text{ bbls}$$

$$2.- GOV_{(ajustado)} = 115451.70 * 1.00045 - 26.82 = 115476.83 \text{ bbls}$$

6.1.2.8 Cálculo Factor de Corrección de Volumen (VCF) por Tabla – 6A

TABLE 6A, GENERALIZED CRUDE OILS VOLUME CORRECTION TO 60 F								
TEMP. F	API GRAVITY AT 60 F							
	20.0	20.5	21.0	21.5	22.0	22.5	23.0	23.5
FACTOR FOR CORRECTING VOLUME TO 60 F								
120.0	0.9763	0.9762	0.9760	0.9759	0.9757	0.9755	0.9754	0.9752
120.5	0.9761	0.9760	0.9758	0.9757	0.9755	0.9753	0.9752	0.9750
121.0	0.9759	0.9758	0.9756	0.9755	0.9753	0.9751	0.9750	0.9748
121.5	0.9757	0.9756	0.9754	0.9753	0.9751	0.9749	0.9748	0.9746
122.0	0.9755	0.9754	0.9752	0.9751	0.9749	0.9747	0.9746	0.9744
122.5	0.9753	0.9752	0.9750	0.9748	0.9747	0.9745	0.9743	0.9742
123.0	0.9751	0.9750	0.9748	0.9746	0.9745	0.9743	0.9741	0.9740
123.5	0.9749	0.9748	0.9746	0.9744	0.9743	0.9741	0.9739	0.9738

Figura 58. Tabla de Corrección de Volumen - Temperatura vs Gravedad API a 60 °F

Fuente: Norma MPMS 11.1 – Volume Correction Factors

6.1.2.9 Cálculo del factor de corrección CTL o VCF

El Factor de corrección se puede obtener por fórmula, con la siguiente ecuación:

$$\beta = \frac{341.0957}{(\text{Gravedad Esp. } 60^{\circ}\text{F} * \text{Dens. H}_2\text{O a } 60^{\circ}\text{F})^2} \quad [17]$$

$$\beta = \frac{341.0957}{(912.00)^2} + \frac{0.00}{(912.00)}$$

$$\beta = \frac{341.0957}{(0.91290 * 999.012)^2} = 0.00041$$

Reemplazando:

$$CTL \text{ o } VCF = e^{[-\beta * (Tl - 60) * (1 + 0.8 * \beta * (Tl - 60))]} \quad [18]$$

$$CTL \text{ o } VCF_{(apertura)} = e^{[-0.00041*(121.3-60)*(1+0.8*0.00041*(121.3-60))]} = 0.9746$$

CTL a la apertura

$$CTL \text{ o } VCF_{(cierre)} = e^{[-0.00041*(122.3-60)*(1+0.8*0.00041*(122.3-60))]} = 0.9742$$

CTL al cierre

6.1.2.10 Cálculo del Volumen Bruto Estándar (GSV):

$$GSV = GOV_{(ajustado)} * VCF \quad [19]$$

1.- VCF (apertura): 0.9746

$$GSV1 = 250364.70 * 0.9746 = 244005.44 \text{ bbls}$$

2.- VCF (cierre): 0.9742

$$GSV2 = 115476.83 * 0.9742 = 112497.53 \text{ bbls}$$

6.1.2.11 Cálculo del Volumen Neto Estándar (NSV):

$$\% \text{ BS\&W} = 0,185 \%$$

CSW (Factor de corrección por sedimento y agua)

$$CSW = 1 - \frac{\% \text{ BS\&W}}{100} = 1 - \frac{0.185}{100} = 0.99815 \quad [20]$$

$$\text{NSV (total)} = \text{GSV} * \text{CSW}$$

[21]

$$\text{a) NSV1} = \text{GSV1} * \text{CSW} = 243554.03\text{bbbs}$$

$$\text{b) NSV2} = \text{GSV2} * \text{CSW} = 112289.41\text{bbbs}$$

6.1.2.12 Volumen Transferido

$$\text{GOV (total)} = \text{GOV1} - \text{GOV2}$$

$$\text{GOV: } 134887.87 \text{ bbls}$$

$$\text{GSV (total)} = \text{GSV1} - \text{GSV2}$$

$$\text{GSV} = 131507.91 \text{ bbls}$$

$$\text{NSV (total)} = \text{NSV1} - \text{NSV2}$$

$$\text{NSV} = 131264.62 \text{ bbls.}$$

Agua Libre Transferida: - Datos de Laboratorio

$$\text{TOV (total)} = \text{TOV1} - \text{TOV2}$$

$$\text{TOV (total)} = 252427.23 - 116148.73$$

$$\text{TOV (total)} = 136278.50$$

$$\text{GOV (total)} = \text{GOV1} - \text{GOV2}$$

$$\text{GOV (total)} = 250283.90 - 115451.70$$

$$\text{GOV (total)} = 134832.20$$

$$\text{GOV} = \text{TOV} - \text{FWV}$$

$$\text{FWV (total)} = \text{TOV} - \text{GOV}$$

[22]

$$\text{FWV (total)} = \text{TOV (total)} - \text{GOV (total)}$$

$$\text{FWV (total)} = 136278.50 - 134832.20$$

$$\text{FWV (total)} = 1446.3 \text{ bbls.}$$

CAPÍTULO VII

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- Es responsabilidad del Inspector de la ARCH, exigir el cumplimiento de los procedimientos, revisiones periódicas y actualización de los mismos.
- Es responsabilidad del Jefe de Seguridad Industrial de cada Terminal, la supervisión del cumplimiento de las normas de seguridad industrial y personal señalados en el presente procedimiento, además de la gestión para la provisión y renovación de equipos personales de protección y señalización.
- El Inspector de la ARCH conjuntamente con los delegados designados por el sujeto pasivo de control, procederán a desplazarse al sitio de la inspección.
- Ubicados en el área de tanques, el delegado de la ARCH, procederá a realizar la inspección de rutina de los tanques atmosféricos, accesorios y anexos de acuerdo a lo detallado en el FORMULARIO N° ARCH-01ETA02, detallando las actividades pertinentes.
- Ubicados en el área de los totalizadores, el delegado o los delegados, procederán a realizar la inspección de rutina de los marcadores digitales, procediendo al llenado de datos en la respectiva boleta de medición cumpliendo con el formulario respectivo de medición establecido por la ARCH.
- El Inspector de la ARCH debe asistir al punto de fiscalización a la hora y fecha acordada; y dentro de las instalaciones, debe cumplir con todas las políticas de seguridad establecidas por el Sujeto Pasivo de Control; así como, lo descrito en la normativa de seguridad industrial vigente

- El Inspector designado de la ARCH debe informar al Sujeto Pasivo de Control; fecha y hora programada para realizar la Inspección de rutina a los tanques de almacenamiento, accesorios, instalaciones y sistemas contraincendios.

7.2 RECOMENDACIONES

- Antes de tomar medidas de un tanque, todas las válvulas de recibo y entrega deben estar cerradas para prevenir pases o desplazamientos de productos desde o hacia otros tanques o sistemas.
- Antes de proceder a realizar alguna operación en campo verificar que las autorizaciones respectivas para la ejecución de la actividad programada, estén bien explícitas con el procedimiento adecuado con el fin de evitar errores y que estos cumplan con las normas que se establecen en la empresa respectiva y que estén acorde a la fecha indicada de operación.
- Una vez que se encuentre en la parte superior del tanque, antes de abrir la boca de medición, debe palpar las barandas para que su cuerpo adquiera el mismo potencial eléctrico y se limite todo riesgo de descargas electrostáticas generadoras de chispas.
- Trabajar siempre con el cable de estática de la cinta métrica conectada al tanque.
- Antes de tomar medidas, verificar que el tanque haya reposado por un espacio mínimo de 120 minutos desde su último movimiento. Si otro procedimiento, indica un tiempo mayor de reposo se deberá tomar en cuenta el procedimiento más específico, esto en cuanto a medición estática.
- Tomar la medida siempre en el punto de referencia marcado en la boca de medición del tanque, debiendo respetarse esta referencia en todo momento y medición.

- Mantener una aproximación máxima permisible que se puede realizar durante la medición de altura o nivel, de 1 milímetro (mm).
- Registrar diariamente los datos de fiscalización y transferencia de custodia, y que estos estén acorde entre las partes involucradas para llevar un estricto control de operación mensual y anual con el fin de dar a conocer en la rendición de cuentas datos reales sin que estos perjudiquen a la economía del estado.
- Verificar que los instrumentos estén calibrados, verificando que estos cumplan con las especificaciones y normas adecuadas que permitan la medición con datos veraces a fin de evitar pérdidas tanto del producto como en lo económico, cuando este se trata de su industrialización o comercialización.
- Informar cualquier anomalía a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en cualquier instancia antes, durante y después de una operación, con el fin de evitar catástrofes de cualquier índole, y a su vez haciendo cumplir con lo establecido en la Ley de Hidrocarburos, procediendo a sancionar cualquier caso inconcebible que incurra en los diferentes procesos de fiscalización y transferencia de custodia.
- Cumplir y hacer cumplir las normas de operación y de seguridad, tipificados y establecidos por los comités nacionales e internacionales, sean estos API, INEN, ASME, etc.

7.3 GLOSARIO

A

Aforo

Proceso mediante el cual se mide la altura de un líquido en un recipiente.

Altura de referencia

Es la distancia vertical entre el punto de referencia y el fondo del tanque, o la placa de nivel cero (0) en el fondo de un tanque de techo fijo. Esta distancia debe marcarse en una placa fija, grabada con pintura sobre el techo del tanque, cerca de la boca de aforo.

Aforo de apertura

Es la medida tomada en un tanque antes de recibir o bombear petróleo o algún producto derivado del mismo (inicial de producción o inicial de bombeo).

Aforo de cierre

Es la medida tomada en un tanque después de recibir o bombear petróleo o algún derivado del mismo (final de producción o final de bombeo).

Aforo de vacío (ullaging)

Proceso para determinar el espacio de volumen desocupado en un recipiente. Por ende, aforo de vacío es un método de medición del contenido del tanque, midiendo la distancia desde la superficie del líquido hasta el punto de referencia.

Aforo/sondeo (medición) equivalente, tanque

El sondeo equivalente es la profundidad de un líquido en un tanque correspondiente a un vacío dado. Se obtiene restando el vacío observado a la altura total medida desde el punto de referencia hasta el fondo del tanque.

Agua disuelta

Agua en solución en el petróleo y productos derivados del petróleo.

Agua entrampada

Agua suspendida en el aceite. El agua entrampada incluye emulsiones pero no incluye agua disuelta.

Agua libre

(Abreviado FW) Agua que existe como una fase separada.

Agua libre en el fondo

Es el volumen de agua que sedimenta en el fondo del tanque cuando el crudo o derivado permanece en reposo durante un tiempo adecuado. Cuando se deja un cierto nivel permanente de agua en el fondo con fines de seguridad, se denomina “colchón de agua”.

Agua y sedimento (Abreviado S&W).

Todo material que coexiste con el petróleo líquido sin ser parte del mismo; y que requiere ser medido, entre otras razones, por la contabilidad de las ventas. Este material puede incluir agua libre y sedimento (FW&S) y agua emulsificada o en suspensión y sedimento (SW&S).

La cantidad de material en suspensión (SW&S) es determinada por el método de centrifugación u otros métodos de laboratorio aplicados a petróleo líquido. (Véase también Agua libre).

Agua y sedimento en suspensión

Es la cantidad de agua y sedimento emulsionado o suspendida en el petróleo o producto. Esta se determina mediante pruebas de laboratorio, por medio de centrifugación.

Agua, fondo

Agua acumulada (o algunas veces añadida) en el fondo del hidrocarburo en tanques de almacenamiento.

Agua en suspensión

Es el agua dentro del petróleo o derivado que está finamente dispersa como pequeñas gotitas.

Agua libre

Es el agua que existe como capa separada del hidrocarburo (típicamente debajo del hidrocarburo, en el fondo del tanque).

Agua disuelta

Es el agua contenida dentro del petróleo o derivado formando una solución a una temperatura determinada.

ANSI

Instituto Norteamericano de Estándares Nacionales.

API

Instituto Americano del Petróleo.

ASTM

Sociedad Norteamericana para Prueba de Materiales.

B**Boca de aforo**

Es la abertura sobre el techo del tanque, a través de la cual se hacen las medidas y se toman las muestras para un aforo. Estas bocas deben permanecer cerradas cuando se esté haciendo medición, evitándose así pérdida de crudo por evaporación.

Boleta de medición

Este término incluye expresiones como boleta de corrida o boleta de recibo y entrega. Asimismo, incluye el registro escrito en una estación automática, a control remoto o computarizado de medición.

BSI

British Standards Institute.

C**Cubierta flotante**

Cubierta liviana bien sea de material metálico o plástico diseñada para flotar en la superficie del líquido que se encuentra en el tanque. Como alternativa, una cubierta flotante podría ser sostenida por medio de un sistema de flotadores para que se mantenga justo encima de la superficie libre del líquido. Este dispositivo es utilizado para minimizar la evaporación de productos volátiles en un recipiente

Cinta de aforo

Cinta metálica graduada que se utiliza para medir la profundidad del líquido en un tanque.

Cinta de Medición

La Cinta de medición es un instrumento que sirve para medir la altura de los líquidos (Hidrocarburo y agua libre) que hay en un tanque, esta altura se compara con datos registrados en una tabla de aforo determinando a partir de esta altura se determina un Volumen Total Observado contenido en el tanque.

La cinta de medición tiene las siguientes características:

- Generalmente está hecha en acero inoxidable, o en una aleación de Cromo y plata, con coeficiente de expansión térmica similar al material del tanque y resistente a líquidos corrosivos.
- Su longitud debe ser acorde a la altura del tanque a ser medido.
- La escala de la cinta de medición debe estar en metros, centímetros y milímetros.
- Un carrete donde se pueda enrollar o desenrollar la cinta.
- Gancho de soporte y fijación para la plomada.

Cinta y plomada para Medición a Fondo

Esta cinta tiene el “Cero “en la punta de la escala de la plomada, la cual hace parte de la cinta, es decir, que la escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia de la plomada, la plomada debe tener forma cilíndrica terminada en un cono, debe tener su polo a tierra.

En la medición de crudos livianos puede ser necesario el uso de crema o pasta indicadora para detectar el sitio exacto de corte por la detección de un cambio de coloración en la interface.

Comprobante de aforo

Es la forma que oficialmente se usa para anotar las medidas de aforo de un tanque.

E

Empacado de línea

Diferencia registrada en la medición de un tanque, tomada mientras las válvulas del mismo estén cerradas (*off line*/fuera de línea) y mientras estén

abiertas (*online*/en línea) dentro de un sistema cerrado. Todas las válvulas corriente abajo en la sección de la línea que se está empujando se mantienen abiertas, mientras las válvulas terminales permanecen cerradas. El término también se refiere al acto de realizar esta operación.

Emulsión

Es una mezcla de aceite y agua que se separa con facilidad

Escotilla de medición de tanque

Abertura en la parte superior de un recipiente a través de la cual se ejecutan las operaciones de aforo y extracción de muestras.

I

Indicación de la Medida de la Cinta

Es la longitud de cinta mojada por el líquido contenido en el tanque que se va a medir.

Inspector independiente

Persona u organización, que actúa independientemente pero a nombre de una o más partes involucradas en una transferencia, almacenamiento, inventario o análisis de un producto, así como la calibración de naves marítimas o terrestres, con el propósito de determinar la cantidad, capacidad y/o la calidad de un producto

IP Institute of Petroleum

ISO International Organization for Standardization

M

Medida a fondo

Consiste en medir la distancia existente desde la platina de medición en el fondo del tanque hasta la altura libre del líquido, donde se producirá la marca o corte sobre la cinta de medición obteniéndose así la altura del líquido en forma directa.

Medición al vacío

Consiste en medir la distancia vertical existente desde la superficie del líquido hasta la marca de referencia. La deducción de esta medida de la altura de referencia, dará la altura del líquido en el tanque, por lo que la medida del volumen se tiene en forma indirecta.

Las medidas a vacío solo son confiables si la altura de referencia es la misma en todos los casos, es decir, no han sufrido modificación.

Medición de corte de agua

Procedimiento de localización de la interface agua-aceite con el propósito de determinar el volumen de agua libre en un tanque de almacenamiento

Muestra

Porción extraída de la totalidad de un volumen que puede o no contener sus componentes en las mismas proporciones que representan el total del volumen.

Muestra de todos los niveles (all levels simple)

Se obtiene sumergiendo un recipiente o botella tapada hasta un punto lo más cercano posible al nivel de succión, luego abriendo el contenedor y levantándolo de manera que se llene entre un 70%-85% de la capacidad del recipiente o botella al emerger del líquido.

Muestra compuesta de múltiples tanques

Mezcla de muestras individuales o compuestas obtenidas de varios tanques o compartimentos de buques/gabarras que contienen el mismo material. La mezcla se prepara proporcionalmente al volumen de material contenido en los respectivos tanques o compartimentos.

Muestra compuesta de tanque

Mezcla de muestras superior, media e inferior de un solo tanque. Para un tanque de .rea transversal constante como un tanque cilíndrico vertical, la mezcla consiste en partes iguales de las tres muestras; para un tanque cilíndrico-horizontal la mezcla consiste en proporciones de las tres muestras de acuerdo con la Tabla 2 del API MPMS, Capítulo 8.1.

Muestra compuesta de un tanque individual

Mezcla de muestras de tope, centro y fondo para un tanque de .rea transversal constante como un tanque cilíndrico vertical, la mezcla consiste en parte iguales de las 3 muestras. Para un tanque cilíndrico-horizontal la mezcla consiste en proporciones de las 3 muestras de acuerdo con la Tabla 2 del API, MPMS Capítulo 8.1.

Muestra continua

Muestra obtenida de un oleoducto de manera que se obtenga un promedio representativo de una corriente. Esta muestra puede ser acumulada en base continua o intermitente y proporcional al tiempo flujo.

Muestra corrida

Se obtiene bajando un recipiente o botella destapada desde la superficie del producto hasta el nivel de succión y regresándola hacia arriba a una velocidad constante, de manera que el recipiente o botella se llene aproximadamente entre 70%-85% de su capacidad cuando éste emerge del producto

Muestra de agua del fondo

Muestra puntual del agua libre que se encuentre por debajo del hidrocarburo contenido en un compartimiento del barco, barcaza o tanque de almacenamiento.

Muestra de boquilla

Muestra tomada desde la boquilla de un surtidor de una bomba de gasolina que suministra el producto desde un tanque de almacenaje en una estación de servicio o en una planta de distribución.

Muestra de todos los niveles

Proceso de muestreo que se obtiene: (1) sumergiendo una botella tapada a un punto lo más cercano posible al nivel de succión, (2) abriendo luego el extractor de muestras y (3) finalmente ascendiéndolo a una velocidad tal que se haya llenado aproximadamente 3/4 partes al salir del líquido. Una muestra de todos los niveles no necesariamente es una muestra representativa; ya que el volumen del tanque podría no ser proporcional a la profundidad y porque probablemente el operador no pueda ascender el extractor de muestras a la velocidad variable requerida para un llenado proporcional. La velocidad de llenado es proporcional a la raíz cuadrada de la profundidad de inmersión.

Muestreo

Todos los pasos necesarios para obtener una muestra representativa del contenido de una tubería, tanque u otro recipiente y colocarla en un recipiente del cual se puede extraer un espécimen representativo para su análisis.

MPMS

Manual de Estándares de Medición del Petróleo del API.

N

Norma API

De acuerdo con la política 104 del API, conjunto de reglas, condiciones, o requerimientos voluntarios relacionados con la definición de términos, clasificación de componentes; definición de procedimientos, especificación de dimensiones, criterios de construcción, materiales, rendimiento, diseño u operaciones, mediciones de cantidad y calidad en la descripción de materiales, productos, sistemas, servicios o prácticas o descripciones que se atienen a la medida de tamaño.

P

Partida

Denominación que se le da a un determinado producto para su registro de acuerdo a una programación emitida para su transporte a través de un poliducto

Pasta indicadora de producto

Es la pasta que contiene un producto químico, el cual cambia de color cuando se pone en contacto un producto específico (hidrocarburo-agua).

Pasta detectora de agua

Pasta que contiene un químico que cambia de color al contacto con el agua. Cuando esta pasta se aplica a una regla localizadora de agua o plomada de corte de agua, proporciona una indicación del nivel de agua libre en un recipiente.

Pasta detectora de gasolina

Es una pasta que cambia de color al contacto de la gasolina u otro destilado transparente del petróleo.

Plomada

Es la pesa adjunta a la cinta de medición, de suficiente peso para mantener la cinta tensa de tal forma que facilita la penetración. Está hecha de un material resistente a la chispa y a la corrosión (generalmente bronce), con longitudes que oscilan entre 15 centímetros (6 pulgadas), 30 centímetros (12 pulgadas) o 45 centímetros (18 pulgadas) y cuyos pesos mínimo 20 onzas y máximo de 2 3/8 de libra.

Polo a tierra para evitar chispa debido a la estática.

El ojo de la plomada debe ser totalmente circular.

En el caso de plomadas de fondo debe ser de un material que soporte los golpes con materiales metálicos que están en el fondo del tanque.

Pasta de aforo

Pasta que, aplicada a la plomada y/o a la cinta o regla de medición, indica el nivel en el que el menisco del líquido marca la porción graduada.

Placa de referencia

Es una placa metálica lisa localizada directamente bajo un punto de referencia para proveer una superficie fija de contacto desde la cual se puede realizar la medición de la profundidad del líquido

Plomada de aforo

Pesa sujeta a la cinta metálica de medición y que es lo suficientemente pesada para mantener la cinta estirada de forma tal que facilite la penetración de cualquier sedimento que se pudiese encontrar en el punto de referencia del tanque.

Poliducto

Infraestructura de ductos que se utiliza para el transporte de varios productos derivados del petróleo

Punto de aforo del tanque

Lugar en el fondo de un recipiente en donde toca la plomada durante el proceso de aforo y desde donde se toman las mediciones del producto y agua. Por lo general, el punto de aforo del tanque y el punto de referencia son iguales; pero, de no ser así, la diferencia entre estos debe ser indicada en la tabla de capacidad

Punto de Referencia

Es una marca o punto fijo situado en o cerca de la boca de aforo de un tanque, desde el cual se toman las medidas.

S**Sedimento en el fondo**

Material sólido o semisólido que se ha precipitado en el fondo de un tanque y se presenta como arena, limo, barro, emulsionado, etc., el cual no puede ser extraído en operaciones ordinarias, sino cuando el tanque es sometido a limpieza total.

T**Tanque**

Depósito diseñado para almacenar o procesar fluidos, generalmente a presión atmosférica o presión internas relativamente bajas.

Tanques cilíndricos verticales

Estos tipos de tanques se clasifican en:

- De techo fijo.
- De techo flotante.
- Sin techo.

Techo fijo

Se emplean para contener productos no volátiles o de bajo contenido de ligeros (no inflamables).

Dentro de los techos fijos tenemos tres tipos: cónicos es una cubierta con la forma y superficie de un cono recto, tipo domo es un casquete esférico, y el de tipo sombrilla, es un polígono regular curvado por el eje vertical, los cuales pueden ser techos auto soportados o techos soportados por estructura (para el caso de techos cónicos de tanques de gran diámetro).

Techo flotante

Se emplea para almacenar productos con alto contenido de volátiles. Este tipo de techo fue desarrollado para reducir o anular la cámara de aire, o espacio libre entre el espejo del líquido y el techo, además de proporcionar un medio aislante para la superficie del líquido, reducir la velocidad de transferencia de calor al producto almacenado durante los periodos en que la temperatura ambiental es alta, evitando así la formación de gases (su evaporación), y consecuentemente, la contaminación del ambiente y, al mismo tiempo se reducen los riesgos al almacenar productos inflamables.

Los tipos de techos flotantes son clasificados:

1. Techos metálicos tipo charola, los cuales están en contacto con el líquido y tienen un anillo perimetral.
2. Techos metálicos de contención, los cuales están en contacto con el líquido y tiene abierta la parte superior de contención.

3. Techos metálicos de pontón, los cuales están en contacto con el líquido y tienen cerrado el pontón.
4. Techos metálicos de doble cubierta, los cuales están en contacto con el líquido. Techos metálicos en flotación, los cuales tienen la cubierta sobre el líquido.
5. Techos metálicos tipo sándwich, los cuales tienen una superficie revestida de malla tipo panel y están en contacto con el líquido.

Actualmente se utilizan más los de pontón perimetral, y los de doble fondo, con algunas variantes dependiendo de la flotabilidad que sea necesaria para la integridad del servicio.

La Norma API-650 nos da los requisitos que deben cumplir los tanques de techo flotante en lo que se refiere a flotación del techo, y pruebas de flotación

Tanque de techo flotante

Tanque en el cual un techo flota libremente en la superficie del líquido, excepto a bajos niveles cuando el peso del techo es transmitido por sus soportes al fondo del tanque

Tabla de capacidad

Comúnmente se conoce como tabla de capacidad del tanque o tabla de calibración, que muestra las capacidades o volúmenes en un tanque a varios niveles de líquido medidos desde el punto de referencia

V

Volumen bruto observado (GOV)

Es el volumen total de todos los líquidos de petróleo, agua y sedimento, excluyendo agua libre, a la temperatura observada.

Volumen bruto estándar (GSV)

Es el volumen total de líquidos de petróleo y agua y sedimento, excluyendo agua libre corregida a la temperatura estándar mediante la aplicación del factor de corrección apropiado para la temperatura observada y la Gravedad API

Volumen neto estándar (NSV)

Es el volumen total de líquidos de petróleo excluyendo agua y sedimento y agua libre, corregidos a la temperatura estándar mediante la aplicación del factor de corrección apropiado para la temperatura observada y la Gravedad API

Volumen total calculado (TCV)

Es GSV más agua libre

Volumen total observado (TOV)

Es el volumen total medido de todos los líquidos de petróleo, agua y sedimento y agua libre a la temperatura observada.

Z**Zona crítica**

Es la distancia entre el punto donde el techo flotante está apoyado en sus soportes normales y el punto donde el techo está flotando libremente.

7.4 BIBLIOGRAFÍA

- Acevedo, A. (2009). *“Medición de Hidrocarburos Líquidos en Transferencia de Custodia y control de Pérdidas por Transporte y Almacenamiento”*. Quito. Programas de Capacitación y Auditorías Internacionales.
- Ferrer, S. (2011). *“Equipo de carga y descarga en petroleros de crudo”*. Specialized training for oil tankers Ch5.
- Mc. Cain, W. (1990). *“The Properties of Petroleum Fluids”*. (Penn Well Books). Tulsa.
- PACIFPETROL S.A. (2005). *“Departamento de Ingeniería de Proyectos y de Producción del Campo Gustavo Galindo V.”*. Ancón.
- Proubasta, M. (1996). *“Glossary of the Petroleum Industry”*. (Penn Well Publishing Company).Tulsa.
- Quiroga, K. (1980). *“Exploración, Perforación de Pozos de Petróleo y Producción de Hidrocarburos”*. Quito.
- Riofrío, H y Malavé, K. (2005). *“Apuntes de Clase de Asignaturas de Producción de Petróleo y Facilidades de Superficie”*. Guayaquil: (Escuela Superior Politécnica del Litoral).
- SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. (2005). *“Petroleum Engineering Handbook”*. Texas.
- Van, K. (1997). *“Fundamentals of Petroleum”*. (Petroleum Extension Service. (Tulsa).

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2001). *“Manual of Petroleum Measurement Standards”*. Capítulo 3. *“Medición de Tanques (Tank Gauging)”*. *“Procedimientos estandarizados para medición de hidrocarburos líquidos en varias clases de tanques, contenedores y cargadores”*. Secciones: 3.1A – *“Medición manual de petróleo y productos del petróleo”*.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (2001). *“Manual of Petroleum Measurement Standards”*. Chapter 3—Tank Gauging Section 1B. *“Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Tanks by Automatic Tank Gauging”*. Second Edition.
- Manual de Estándares de Medición de Petróleo. (1994). Capítulo 1- *“Vocabulario Hidrocarburos”*. Traducción al español de la segunda edición en inglés.
- Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter. (2001). Chapter 7- *“Temperature Determination”*. First Edition.
- API MPMS. (1995, octubre). *“Procedimiento para el muestreo manual de petróleo y productos de petróleo”*. Capítulo 8. Sección 1. Tercera Edición.
- Measurement Standards. (2002, enero). *“Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical - triangulation Method”*. Chapter 2- Tank Calibration. Section 2C. ANSI - API MPMS 2.2C. First Edition.
- ISO/FDIS 12917-1. (2002). *“Petroleum and liquid petroleum products – calibration of horizontal cylindrical tanks” – Part 1: “Manual Methods”*.

- Manual of Petroleum Measurement Standards. (1984, agosto). *“Compressibility Factors for Hydrocarbons: 0-90°API Gravity Range”*. Chapter 11.2.1. First Edition.
- Manual of Petroleum - Measurement Standards. (1984, Agosto). *“Water Calibration of Volumetric Provers”*. Chapter 11.2.3. First Edition.
- ARCH-ETAOP02. (2012). *“Procedimiento para la Determinación de la Temperatura a tanques cilíndricos verticales en estado estacionario”*.
- ARCH-ETAOP03. (2012). *“Procedimiento para el muestreo en tanques cilíndricos verticales en estado estacionario”*.
- ARCH-ETAOP04. (2012). *“Procedimiento para la importación, exportación, transferencia de hidrocarburos en terminales de la provincia de Esmeraldas”*.
- Garaicochea Petrirena, F; Bernal Huicochea, C & López Ortiz, O. (1991). *“Transporte de Hidrocarburos por Ductos”*. Colegio De Ingenieros Petroleros de México, AC. Instituto Mexicano del Petróleo. Subdirección General de Capacitación y Desarrollo Profesional.
- Ramos, F. *“Transporte, Almacenamiento y Comercialización de Productos Derivados del Petróleo”*. (2006).
- IPL TECHNOLOGY & CONSULTING SERVICES INC. (1995, agosto). *“Fundamentos del Diseño de Oleoductos”*. Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos.
- FUNDAECUADOR. (2012). *“Medición Dinámica de Hidrocarburos”*. Programas de Capacitación y Auditorías del Ecuador.

- Manual de Estándares de Medición de Petróleo. (2001, noviembre). *“Cálculo de Cantidades de Petróleo”*. Capítulo 12. Sección 1—*“Cálculo de Cantidades de Petróleo Estático”*. Parte 1—*“Tanques Cilíndricos Verticales y Buques”*. Segunda Edición.
- FUNDAECUADOR. (2012). *“Curso Especializado en: Interpretación, Manejo y Cumplimiento de Normas API – ASTM”*. Programa de Capacitación y Auditoría Internacional.

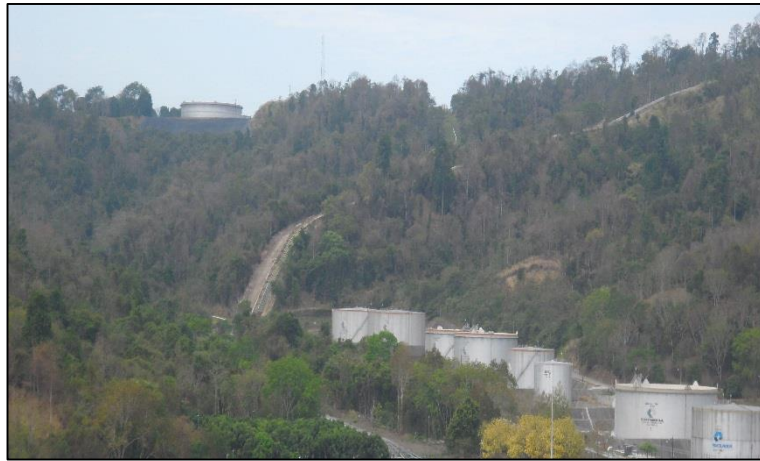
ANEXOS

7.5 ANEXOS



Anexo 1. Tanques de Almacenamiento del Terminal Marítimo de Balao

Fuente: Cedeño M. (2014).



Anexo 2. Tramo Tubería Terminal Marítimo de Balao a Refinería Estatal de Esmeraldas

Fuente: Cedeño M. (2014).

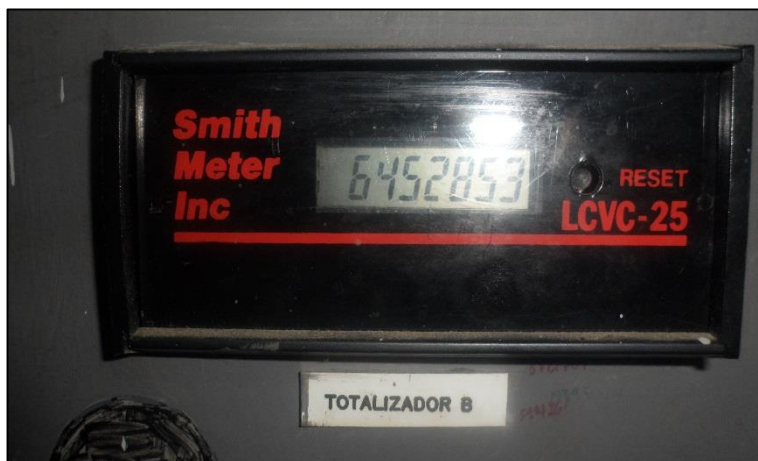
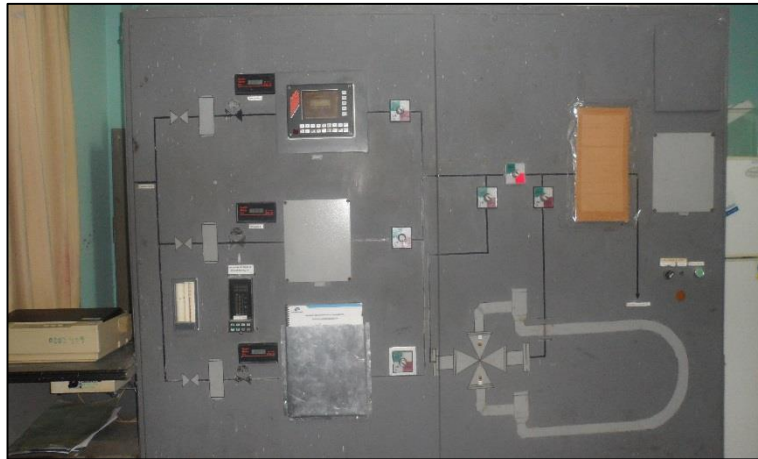


Anexo 3. Tanques de Almacenamiento de la Refinería de Esmeraldas.

Fuente: Cedeño M. (2014).





Anexo 4. Fiscalización por parte de la Agencia de Regulación y Control
Hidrocarburiífero
Fuente: Cedeño M. (2014).



Anexo 5. Contador o Totalizador Smith Meter Inc. – Refinería Estatal de Esmeraldas

Fuente: Cedeño M. (2014).

**ACTA DE REGISTRO DE INSPECCIÓN DE TANQUES SEGÚN NORMA
API 650 Y API 12B**

<small>REPÚBLICA DEL ECUADOR</small> 	AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO							
ACTA DE REGISTRO DE INSPECCIÓN								
Número de Inspección: -----								
Fecha de la Inspección: -----								
TIPO DE INSPECCIÓN								
1. Tanques en operación:	Rutina (visual) <input type="checkbox"/>	Externa <input type="checkbox"/>						
2. Tanques fuera de operación	<input type="checkbox"/>							
3. Tanques en construcción	<input type="checkbox"/>							

Sujeto de control: -----								
Ubicación: -----								
No. de Informe (resultado de la Inspección): ----- Fecha: -----								
OBSERVACIONES: -----								

RECOMENDACIONES: -----								

<table style="width: 100%;"><tr><td style="width: 50%;">Inspector ARCH</td><td style="width: 50%;">Representante Sujeto de Control</td></tr><tr><td>Nombre: -----</td><td>Nombre: -----</td></tr><tr><td>Firma: -----</td><td>Firma: -----</td></tr></table>			Inspector ARCH	Representante Sujeto de Control	Nombre: -----	Nombre: -----	Firma: -----	Firma: -----
Inspector ARCH	Representante Sujeto de Control							
Nombre: -----	Nombre: -----							
Firma: -----	Firma: -----							
<small>NOTA: A esta Acta de Registro de Inspección debe adjuntarse el Check List correspondiente al tipo de Inspección realizada.</small>								

Anexo 6. Acta de Inspección ARCH – API 650 y 12B

Fuente: ARCH. (2014).

BOLETA DE MEDICIÓN DE TANQUES ARCH - ESMERALDAS



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO
AGENCIA REGIONAL DE CONTROL HIDROCARBURÍFERO ESMERALDAS

BOLETA DE MEDICIÓN

TERMINAL: _____ BOYA: _____
 TANQUE: _____ PRODUCTO: _____
 PROCEDENCIA: _____
 DESTINO: _____

DATOS DE CAMPO	MEDIDA INICIAL	MEDIDA FINAL
FECHA		
HORA		
ALTURA DE REFERENCIA (mm)		
ALTURA DE CINTA INTRODUCIDA (mm)		
DIFERENCIA (mm)		
CINTA MOJADA (mm)		
NIVEL DEL PRODUCTO (mm)		

NIVEL DE AGUA LIBRE (mm)		
TEMPERATURA OBSERVADA (°F)		
TEMPERATURA PROMEDIO (°F)		
GRAV. API/TEMP. OBS. (°F)		
GRAVEDAD API A (60°F)		
AGUA POR DESTILACIÓN (%V)		
SEDIMENTO POR EXTRACCIÓN		
% BS&W		
°API SECO		
AZUFRE (% P)		
SAL PTB		

DATOS DE RADAR	MEDIDA INICIAL	MEDIDA FINAL
NIVEL (mm)		
TEMPERATURA PROMEDIO °C / °F		



OBSERVACIONES: _____

FIRMA

FIRMA





Anexo 7. Boleta de Medición de Tanques ARCH - Esmeraldas

Fuente: ARCH. (2014).

 AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL HIDROCARBURIFERO CONTROL Y FISCALIZACION DE CONSTRUCCION DE DUCTOS INCLUYE REPARACIONES, REEMPLAZOS O VARIANTES 												
DCTH-TA-FT-011		DATOS DEL PROYECTO									N°	
NOMBRE, DENOMINACION O IDENTIFICACION DEL DUCTO			PRODUCTO A TRANSPORTAR			COSTO ESTIMADO DEL PROYECTO						
OPERADORA RESPONSABLE			NORMA DISEÑO			NORMA CONSTRUC.						
CODIGO DEL DUCTO			FECHA INICIO			FECHA FIN						
TIPO DE PROYECTO		CONSTRUCCION <input type="checkbox"/>		REPARACION MAYOR <input type="checkbox"/>		REEMPLAZO DE TRAMOS <input type="checkbox"/>		VARIANTE <input type="checkbox"/>				
TIPO DE DUCTO		OLEODUCTO PRINCIPAL <input type="checkbox"/>		OLEODUCTO SECUNDARIO <input type="checkbox"/>		POLIDUCTO <input type="checkbox"/>		GASODUCTO <input type="checkbox"/>		LINEA DE FLUJO <input type="checkbox"/>		
TIPO DE LINEA		SUPERFICIAL <input type="checkbox"/>		ENTERRADA <input type="checkbox"/>		MARITIMA <input type="checkbox"/>						
DESCRIPCION DEL PROYECTO												
EMPRESA EJECUTORA DEL PROYECTO												
REGISTRO UNICO DE CONTRI. (RUC)			NOMBRE DE LA CONSTRUCTORA									
AÑO ESTABLECIMIENTO EN ECUADOR			NOMBRE DEL REPRESENTANTE LEGAL									
EMPRESA FISCALIZADORA DEL PROYECTO												
REGISTRO UNICO DE CONTRI. (RUC)			NOMBRE DE LA FISCALIZADORA									
AÑO ESTABLECIMIENTO EN ECUADOR			NOMBRE DEL REPRESENTANTE LEGAL									
CARACTERISTICAS TECNICAS DEL DUCTO												
DIÁMETRO NOMINAL		Plg.	ESPESOR DE PARED		Plg.	ESPECIFICACIÓN DE LA TUBERÍA		Clase	VOLUMEN DE EMPAQUETAMIENTO		BLS	
ORIGEN DEL DUCTO		Lugar	DESTINO DEL DUCTO		Lugar			Grado	EMPAQUETAMIENTO			
COORDENADAS DEL PUNTO INICIAL		Lat.	COORDENADAS DEL PUNTO FINAL		Lat.			Cédula	RECUBRIMIENTO INTERNO			
EXTENSION OPERATIVA DE DISEÑO		ms.nm	NUMERO DE TUBOS		Log.	CONTROL Y MONITOREO DE CORROSION INTERNA		Origen	RECUBRIMIENTO EXTERNO			
PRESION DE DISEÑO		Km.	CAPACIDAD OPERATIVA		ms.nm	SISTEMA DE DETECCION DE FUGAS (L.D.S.)		CONTROL Y MONITOREO DE CORROSION EXTERNA				
ESTACIONES DE BOMBEO		B.P.D.	PRESION MAX. DE OP.		Uni.	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS (SCADA)		SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS (SCADA)				
		PSIG	ESTACIONES REDUCTORAS		PSIG	LANZADOR DE PIG'S		RECIPIENTE DE PIG'S		Número		
		Número			Número							
PAGO POR LOS SERVICIOS DE REGULACION Y CONTROL QUE PRESTA LA ARCH												
FECHA DEL DEPOSITO (dd/mm/aaa)			VALOR (USD)			COMPROBANTE DE DEPOSITO No.						
DOCUMENTACION PRESENTADA						PARA USO EXCLUSIVO DE FUNCIONARIOS DE LA ARCH						
AUTORIZACION O NOTIFICACION OTORGADO POR LA SHE				SI		NO		VERIFICADO		OBSERVACIONES		
ANÁLISIS DE RUTA (ALTERNATIVAS)				SI		NO		VERIFICADO				
GESTION (LIBERACION) DEL DERECHO DE VIA				SI		NO		VERIFICADO				
INGENIERÍA CONCEPTUAL, BÁSICA Y DE DETALLE				SI		NO		VERIFICADO				
PRESUPUESTO DETALLADO DEL PROYECTO				SI		NO		VERIFICADO				
COORDENADAS GEOGRAFICAS DE LA RUTA				SI		NO		VERIFICADO				
ESTUDIO DE IMPACTO Y MANEJO AMBIENTAL APROBADOS				SI		NO		VERIFICADO				
CRONOGRAMA DETALLADO DE ACTIVIDADES A EJECUTAR				SI		NO		VERIFICADO				
ENTREGA DE INFORMACION (FISICO Y DIGITAL)				SI		NO		VERIFICADO				
FIRMAS DE RESPONSABILIDAD												
Nombre: _____						Nombre: _____						
Firma: _____						Firma: _____						
REPRESENTANTE LEGAL DE LA OPERADORA						TECNICO RESPONSABLE DEL PROYECTO						
INFORME TECNICO DE LA AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL HIDROCARBURIFERO												
LUEGO DE LA REVISION Y ESTUDIO TECNICO REALIZADO SE DETERMINAN LAS SIGUIENTES OBSERVACIONES												
OBSERVACIONES: _____												
CON ESTOS ANTECEDENTES SE RECOMIENDA :						NEGAR <input type="checkbox"/>		APROBAR <input type="checkbox"/>				
Nombre: _____						Nombre: _____						
Firma: _____ Fecha: _____						Firma: _____ Fecha: _____						
Técnico (ARCH)						Líder (ARCH)						
* Los datos a ser llenados por los sujetos de control correspondientes son los marcados en color blanco												

Anexo 8. Boleta de Control y Fiscalización de Construcción de Ductos

Fuente: ARCH. (2014).

		HOJA DE TOMA DE DATOS DE CAMPO CALIBRACIÓN PROBADOR BIDIRECCIONAL METODO WATER DRAW			CENTRO DE METROLOGIA E INSPECCIÓN				
Fecha:	22 de Diciembre de 2012	Propietario:	OCP	País: Ecuador					
Material:	Acero al carbono	Marca:	Smith Meter	Provincia: Esmeraldas					
Diam interior:	15.250 pulg	Serie:	ANSI #150	Ubicación: Terminal Marítimo U-1004-SW2-4					
Diam Nominal:	16 pulg	P. Atmosferica:	955.5 kPa	Camaras / 4Way Valve: 20" #150 / 10" #300					
Probador tipo:	Bidireccional	N° Serie:	1318	Vol. Aprox. E Switchs: 1132.2800 lts					
Espesor de pared:	0.375 pulg	Vol. Original:	2264.96 lts	Fecha Vol. Original: 21 de Mayo 2002					
Diam del Aro al 3%:	399.0 mm	Vol. Anterior:	2264.56 lts	Fecha Vol. Anterior: Noviembre 7 2007					
Prueba N°: 1				Caudal: 33.6 PM					
IDA				VUELTA					
Med N°	Lectura (pulg3)	T Med (°C)	T Prov (°C)	Pres P (psi)	Med N°	Lectura (pulg3)	T Med (°C)	T Prov (°C)	Pres P (psi)
1	14	26.334	24.267		1	-39	26.119	26.015	
2	-32	26.337		38.78	2	-42	26.045		39.3
3	-164	26.299			3	-77	26.020		
Prueba N°: 2				Caudal: 23.6 PM					
IDA				VUELTA					
Med N°	Lectura (pulg3)	T Med (°C)	T Prov (°C)	Pres P (psi)	Med N°	Lectura (pulg3)	T Med (°C)	T Prov (°C)	Pres P (psi)
1	-40	26.042	25.932		1	-30	25.909	25.793	
2	-64	25.990		43.8	2	-36	25.868		43.6
3	-82	25.940			3	-72	25.816		
Prueba N°: 3				Caudal: 31.56 PM					
IDA				VUELTA			Hora Fin: 05:20		
Med N°	Lectura (pulg3)	T Med (°C)	T Prov (°C)	Pres P (psi)	Med N°	Lectura (pulg3)	T Med (°C)	T Prov (°C)	Pres P (psi)
1	-9	25.917	25.792		1	4	25.819	25.718	
2	-58	25.868		38.72	2	-34	25.790		38.67
3	-122	25.820			3	-122	25.769		
Nota: Juego de interruptores de paso de esfera utilizados:				XS-10282A		XS-10283B			
 OCP ECUADOR S.A. Transportando mucho más que petróleo OCP ECUADOR S.A.		 ARCH		 METROLOGIC					
Nota: Los arriba firmantes solo aceptan que los datos de campo volcados son correctos y que se ha utilizado el procedimiento del MPMS API 12.2.4									

Anexo 9. Calibración de Probador Bidireccional Terminal Marítimo de Balao– Metrologic – ARCH - OCP
Fuente: METROLOGIC. (2012).



**INFORME DIARIO - CALIDAD CRUDO RECIBIDO
EN REFINERÍA ESMERALDAS**

Esmeraldas, 16/01/2014 Control de Calidad

FECHA DE ACUMULACIÓN DE LA MUESTRA

DESDE	FECHA	HORA	HASTA	FECHA	HORA
	15/01/14	06h00		16/01/14	06h00
RETIRO MUESTRA	FECHA	HORA	ANÁLISIS MUESTRA	FECHA	HORA

RESULTADOS

° API / T ° F Observado	GRAVEDAD API A 60 ° F	SEDIM. X EXTR. % V.	AGUA X DEST. % V.	Bs&W %V.
266/80	25,3	0,020	0,400	0,420

Supervisor Control de Calidad

RECEPCIÓN

INICIO	FECHA	HORA	FINALIZACIÓN	FECHA	HORA
	15/01/14	10h40		16/01/14	06h00

Fecha de Calibración: A:..... B:.....
 Lecturas: AA:..... AB:..... BB:..... BA:.....
 Lecturas totalizadores: A: 10480303 B: 6402720
 C = 8549033

Muestreador automático: SI NO

Observaciones: P&E recibe crudo boleo TIC 329007
 Asistencia y Firmas de Responsabilidad
 Recibe y -T 8001
 I = 2343 290
 F = 12500 360

DNH

SETRIA

CIA. INSPECTORA

Anexo 10. Informe Diario – Calidad Crudo Recibido en Refinería Estatal de Esmeraldas

Fuente: PETROECUADOR – Formato Calidad Crudo. (2014).