

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA LA MEDICIÓN DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETRÓLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN  
PETRÓLEOS**

**HUGO LEONARDO MIRANDA MORA leonardomiranda@live.com**

**PAÚL ALEJANDRO TOCTO MALDONADO alejo1604@hotmail.com**

**DIRECTOR: ING. JOSÉ CEPEDA VINUEZA. Msc pepecepe2004@yahoo.com**

**Quito, Febrero 2009**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Hugo Leonardo Miranda Mora y Paúl Alejandro Tocto Maldonado, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

---

Hugo Leonardo Miranda Mora

---

Paúl Alejandro Tocto Maldonado

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Hugo Leonardo Miranda Mora y Paúl Alejandro Tocto Maldonado, bajo mi supervisión.

---

Ing. José Cepeda. Msc

DIRECTOR DE PROYECTO

## **AGRADECIMIENTO**

Un agradecimiento muy especial a nuestro Tutor el Ingeniero José Cepeda Msc, quien con sus conocimientos y su tiempo nos ayudo a realizar el presente proyecto.

A los Ingenieros Carlos Román, Ramiro Zuñiga, Edgar Quishpe, Giovanni Herrera y todo el personal de RODA que nos ayudaron con sus conocimientos.

A mi familia por el apoyo brindado a lo largo de estos años.

A todos mis amigos que de una u otra manera contribuyeron a la realización de este proyecto.

**Leonardo Miranda**

## **AGRADECIMIENTO**

A los Catedráticos de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos quienes con sus acertados conocimientos me supieron guiar hasta la culminación de la carrera.

Al personal de RODA Lago Agrio y en especial a los Ingenieros Carlos Román, Ramiro Zuñiga, Edgar Quishpe, Giovanni Herrera, Marco Cabezas.

A mis amigos que me apoyaron a lo largo de mi carrera universitaria y en la realización de este proyecto.

De manera muy especial al Ingeniero José Cepeda M.s.c quién con sus conocimientos y dirección acertados ayudó a la consecución exitosa de éste proyecto.

A mi Familia que ha sido mi apoyo constante para salir adelante.

**Pául Tocto**

**DEDICATORIA**

**A Dios,  
por permitir  
que mi Madre  
siga a mi lado.**

**LEONARDO**

## **DEDICATORIA**

A mis padres y hermanos.

**Paúl Alejandro**

## CONTENIDO GENERAL

### CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	1
1.1. CAMPO LAGO AGRIO.....	1
1.1.1. UBICACIÓN.....	1
1.1.2. PRODUCCIÓN LAGO AGRIO.....	2
1.1.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO.....	2
1.1.4. INSTALACIONES DE SUPERFICIE.....	2
1.2. CAMPO LIBERTADOR.....	4
1.2.1. UBICACIÓN.....	4
1.2.2. PRODUCCIÓN.....	5
1.2.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO.....	6
1.2.4. INSTALACIONES DE SUPERFICIE.....	6
1.3. CAMPO SHUSHUFINDI.....	8
1.3.1. UBICACIÓN.....	8
1.3.2. PRODUCCIÓN.....	9
1.3.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO.....	9
1.3.4. INSTALACIONES DE SUPERFICIE.....	9
1.4. CAMPO SACHA.....	12
1.4.1. UBICACIÓN.....	12
1.4.2. PRODUCCIÓN.....	13
1.4.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO.....	13
1.4.4. INSTALACIONES DE SUPERFICIE.....	13
1.5. CAMPO AUCA.....	16
1.5.1. UBICACIÓN.....	16
1.5.2. PRODUCCIÓN AUCA.....	16
1.5.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO.....	17
1.5.4. INSTALACIONES DE SUPERFICIE.....	17



## CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LAS ACTUALES CONDICIONES DE TRANSPORTE DE FLUIDO.....	19
2.1. TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.....	19
2.1.1. TRANSPORTE TERRESTRE.....	19
2.1.1.1. AUTOTANQUES PARA PRODUCTOS DE BAJA PRESIÓN DE VAPOR (diesel, gasolinas, jet-fuel).....	19
2.1.1.2. AUTOTANQUES PARA PRODUCTOS DE ALTA VISCOSIDAD (fuel-oil, asfalto, mezcla).....	20
2.1.2. TRANSPORTE MARÍTIMO.....	20
2.1.2.1. TIPOS DE BUQUES UTILIZADOS.....	20
2.1.2.2. INSTALACIONES PARA ALMACENAMIENTO.....	20
2.1.2.3. INSTALACIONES DEL TERMINAL MARÍTIMO.....	21
2.1.2.3.1. MÚLTIPLES Y LÍNEAS SUBMARINAS.....	21
2.1.2.3.2. MUELLE PETROLERO.....	22
2.1.3. TRANSPORTE POR DUCTOS.....	22
2.1.3.1. PARTES CONSTITUTIVAS EN UN DUCTO.....	22
2.1.3.1.1. ESTACIÓN DE BOMBEO.....	23
2.1.3.1.1.1. EQUIPOS SECUNDARIOS.....	23
2.1.3.1.1.2. BOMBAS AUXILIARES.....	23
2.1.3.1.2. EQUIPOS Y SISTEMAS COMPLEMENTARIOS.....	24
2.1.3.1.3. DEPÓSITOS.....	24
2.1.3.1.4. LÍNEA DE UN DUCTO.....	25
2.1.3.1.4.1. VÁLVULAS DE LÍNEA.....	25
2.1.3.1.4.1.1. VÁLVULAS DE BLOQUEO.....	26
2.1.3.1.4.1.2. VÁLVULAS DE RETENCIÓN.....	26
2.1.3.1.4.1.3. VÁLVULAS DE VENTEO.....	26
2.1.3.1.4.1.4. VÁLVULAS DE DRENAJE.....	26
2.1.3.1.4.2. OPERACIÓN DE UN OLEODUCTO.....	27

<b>2.2. SISTEMA DE OLEODUCTO TRNASECUATORIANO.....</b>	<b>27</b>
<b>2.2.1. ANTECEDENTES.....</b>	<b>27</b>
<b>2.2.2. DESCRIPCIÓN SOTE.....</b>	<b>28</b>
<b>2.2.3. ESTACIONES DE BOMBEO.....</b>	<b>29</b>
<b>2.2.4. ESTACIONES REDUCTORAS DE PRESIÓN.....</b>	<b>30</b>
<b>2.2.5. TERMINAL MARÍTIMO BALAO.....</b>	<b>30</b>
<b>2.2.6. TUBERÍA.....</b>	<b>31</b>
<b>2.3. OLEDUCTO DE CRUDOS PESADOS.....</b>	<b>31</b>
<b>2.3.1. RESEÑA HISTÓRICA.....</b>	<b>31</b>
<b>2.3.2. DATOS TÉCNICOS DE OCP.....</b>	<b>33</b>
<b>2.3.2.1. GENERAL.....</b>	<b>35</b>
<b>2.3.2.2. TERMINAL MARÍTIMO EN KP 490.....</b>	<b>35</b>
<b>2.3.3. DATOS ECONÓMICOS OCP.....</b>	<b>36</b>
<b>2.3.4. FINANCIAMIENTO DEL OCP.....</b>	<b>38</b>
<b>2.4. TUBERÍA DE OLEDUCTOS SECUNDARIOS.....</b>	<b>38</b>
<b>2.4.1. SECTOR NORTE.....</b>	<b>39</b>
<b>2.4.1.1. RAMAL CUYABENO.....</b>	<b>39</b>
<b>2.4.1.2. RAMAL SECOYA.....</b>	<b>40</b>
<b>2.4.1.3. RAMAL ATACAPI-PARAHUACU.....</b>	<b>41</b>
<b>2.4.2. SECTOR SUR.....</b>	<b>41</b>
<b>2.4.2.1. RAMAL AUCA.....</b>	<b>42</b>
<b>2.4.2.2. RAMAL SACHA.....</b>	<b>42</b>
<b>2.4.2.3. RAMAL SHUSHUFINDI.....</b>	<b>43</b>
<b>2.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.....</b>	<b>44</b>
<b>2.5.1. PROPIEDADES FUNDAMENTALES DE LOS FLUIDOS.....</b>	<b>44</b>
<b>2.5.2. PROPIEDADES GENERALES DE LOS FLUIDOS.....</b>	<b>44</b>
<b>2.5.2.1. PESO UNITARIO O ESPECÍFICO (W).....</b>	<b>44</b>
<b>2.5.2.2. DENSIDAD DE MASA O DENSIDAD (<math>\rho=RHO</math>).....</b>	<b>45</b>
<b>2.5.2.3. GRAVEDAD ESPECÍFICA (S).....</b>	<b>46</b>

2.5.2.4. VISCOSIDAD.....	46
2.5.2.5. UNIDADES DE LA VISCOSIDAD.....	46
2.5.2.6. VISCOSIDAD DINÁMICA (V=NU).....	47
2.5.2.7. COHESIÓN.....	47
2.5.2.8. ADHESIÓN.....	47
2.6. RÉGIMENES DE FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍA.....	47
2.6.1. NÚMERO DE REYNOLDS.....	47
2.7. CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DEL DISTRITO AMAZÓNICO.....	48
2.7.1. ÁREA LAGO AGRIO.....	49
2.7.2. ÁREA LIBERTADOR.....	50
2.7.3. ÁREA SACHA.....	53
2.7.4. ÁREA SHUSHUFINDI.....	55
2.7.5. ÁREA AUCA.....	57

### CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE LOS ACTUALES SISTEMAS DE MEDICIÓN Y FISCALIZACIÓN DE PETRÓLEO.....	59
3.1. VARIABLES EN EL PROCESO.....	59
3.2. FISCALIZACIÓN DE CRUDO.....	61
3.2.1. PUNTOS DE FISCALIZACIÓN.....	61
3.3. MEDICIÓN ESTÁTICA.....	63
3.3.1. EQUIPOS DE MEDICIÓN ESTÁTICA.....	63
3.3.1.1. CINTAS DE MEDICIÓN.....	63
3.3.1.1.1. CINTA PARA MEDICIÓN MÉTODO AL VACÍO.....	63
3.3.1.1.2. CINTA PARA MEDICIÓN MÉTODO A FONDO.....	64
3.3.1.2. PLOMADAS DE MEDICIÓN.....	64
3.3.1.3. PASTA DE MEDICIÓN DE AGUA.....	65
3.3.1.4. TOMA MUESTRAS.....	66
3.3.2. MEDICIÓN AL VACÍO.....	66
3.3.2.1 PASOS PARA LA MEDICIÓN AL VACÍO.....	67

3.3.3. MEDICIÓN A FONDO.....	68
3.3.4. MEDICIÓN DE AGUA LIBRE.....	69
3.3.4.1. PASOS PARA LA MEDICIÓN DE AGUA LIBRE.....	69
3.3.5. MUESTREO MANUAL.....	70
3.3.5.1. MÉTODO DE MUESTREO DE NIVEL (SPOT SAMPLING).....	70
3.3.5.2. MÉTODO DE MUESTRA CORRIDA (RUNNING SAMPLE).....	70
3.3.6. MEDICIÓN DE TEMPERATURA.....	71
3.3.6.1. EQUIPOS PARA MEDIR LA TEMPERATURA.....	71
3.3.7. TABLAS DE CALIBRACIÓN DE TANQUES.....	71
3.4. MEDICIÓN DINÁMICA.....	72
3.4.1. MEDIDORES DE TURBINA.....	72
3.4.1.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES.....	73
3.4.1.2. INSTALACIÓN TÍPICA DE UN MEDIDOR DE TURBINA.....	74
3.4.1.3. CARACTERÍSTICAS SEGÚN NORMAS API.....	75
3.4.1.4. PRINCIPIO DE MEDICIÓN.....	76
3.4.1.5. FACTORES QUE AFECTAN EL ÁREA DE FLUJO.....	77
3.4.1.6. FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD ANGULAR DEL ROTOR.....	78
3.4.1.7. RENDIMIENTO.....	79
3.4.1.8. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	80
3.4.2. MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.....	81
3.4.2.1. MEDIDOR P.D. TIPO OVAL.....	83
3.4.2.2. MEDIDOR P.D. TIPO BI-ROTOR.....	83
3.4.2.3. MEDIDOR P.D. DE ÁLABES GIRATORIOS.....	83
3.4.2.4. CONSIDERACIONES DE DISEÑO.....	84
3.4.2.5. SELECCIÓN DEL MEDIDOR Y ACCESORIOS.....	85
3.4.2.6. INSTALACIÓN DE UN MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.....	86
3.4.2.7. RENDIMIENTO DEL MEDIDOR.....	87
3.4.2.8. FACTOR DEL MEDIDOR.....	87
3.4.2.8.1. CAUSAS DE VARIACIÓN DEL MEDIDOR.....	87

3.4.2.9. PRUEBAS DEL MEDIDOR.....	90
3.4.2.10. INVENTARIO DE MEDIDORES EN EL DISTRITO AMAZÓNICO.....	90
3.4.3. ESPECIFICACIONES DE RENDIMIENTO DE MEDIDORES.....	95
3.4.3.1. EXACTITUD DE LA REPETIBILIDAD.....	95
3.4.3.2. PRECISIÓN DE LA LINEALIDAD.....	95
3.4.4. SELECCIÓN DEL MEDIDOR.....	95
3.5. UNIDADES LACT (Lease Automatic Custody Transfer).....	97
3.5.1. COMPONENTES.....	97
3.5.1.1. VÁLVULA DE ENTRADA.....	97
3.5.1.2. FILTRO Y ELMINADOR DE AIRE.....	98
3.5.1.3. ACONDICIONADORES DE FLUJO.....	98
3.5.1.4. INSTRUMENTACIÓN ASOCIADA.....	99
3.5.1.5. VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO.....	99
3.5.1.6. VÁLVULAS DE DOBLE BLOQUEO Y PURGA.....	100
3.5.1.7. SISTEMA DE CALIDAD.....	100
3.5.1.8. DENSITÓMETRO.....	101
3.5.1.9. MEDIDOR DE PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS.....	101
3.5.1.10. COMPUTADORES DE FLUJO.....	102
3.6. PROBADORES.....	102
3.6.1. FUNCIONAMIENTO.....	103
3.6.2. PROBADOR BIDIRECCIONAL.....	103
3.6.3. MANTENIMIENTO.....	105
3.6.3.1. RECOMENDACIONES QUE ASEGURAN CORRIDAS DE CALIBRACIÓN EXITOSAS.....	105
3.6.3.2. ESPECIFICACIONES DE NORMAS DEL INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO.....	105
3.6.3.3. VELOCIDAD DE DESPLAZAMIENTO DE LA ESFERA O PISTÓN AL MÁXIMO CAUDAL DE FLUJO (DV).....	107
3.6.3.4. VELOCIDAD DE LA ESFERA AL MÍNIMO CAUDAL DE FLUJO.....	107

3.6.3.5. VELOCIDAD DEL DESPLAZADOR.....	107
3.6.4. FALLAS DEL PROBADOR.....	108
3.6.5. CALIBRACIÓN DEL PROBADOR.....	108
3.6.5.1. REVISIONES AL PROBADOR.....	109

## CAPÍTULO 4

SISTEMAS CON TECNOLOGÍA DE ÚLTIMA GENERACIÓN Y NORMAS QUE SE DEBEN APLICAR.....	111
4.1. MARCO LEGAL.....	111
4.2. MARCO NORMATIVO.....	113
4.2.1. NORMAS API.....	114
4.2.1.1. NORMA API MPMS 5.6.....	114
4.2.1.1.1. SENSOR DE FLUJO.....	114
4.2.1.1.1.1. CONFIGURACIÓN DEL SENSOR.....	115
4.2.1.1.1.2. EXACTITUD DEL SENSOR.....	115
4.2.1.1.1.3. RANGOS DE PRESIÓN.....	116
4.2.1.1.1.4. PARTE ELÉCTRICA.....	116
4.2.1.1.1.5. DOCUMENTACIÓN.....	116
4.2.1.1.1.6. FLUJO BIDIRECCIONAL.....	117
4.2.1.1.1.7. ORIENTACIÓN DEL SENSOR.....	117
4.2.1.1.2. TRANSMISOR.....	117
4.2.1.1.2.1. MEDIO AMBIENTE.....	117
4.2.1.1.2.2. PARTE ELÉCTRICA.....	117
4.2.1.1.2.3. OPELABILIDAD.....	117
4.2.1.1.3. CONSIDERACIONES DE DISEÑO DEL SISTEMA.....	118
4.2.1.1.3.1. GENERALIDADES.....	118
4.2.1.1.3.2. INSTALACIONES.....	118
4.2.1.2. NORMA API MPMS.....	119
4.2.1.2.1. CONSIDERACIONES DE DISEÑO.....	120
4.2.1.2.2. FLUJO BIDIRECCIONAL.....	121

4.2.1.2.3. INSTALACIÓN.....	121
4.2.1.2.3.1. ACONDICIONADORES DE FLUJO.....	122
4.2.1.2.3.2. VÁLVULAS.....	122
4.2.1.2.3.3. TUBERÍA.....	122
4.2.1.2.3.4. DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS.....	122
4.2.1.2.3.5. PARTE ELÉCTRICA.....	123
4.3. SISTEMAS DE MEDICIÓN CON NUEVAS TECNOLOGÍAS.....	123
4.3.1. MEDIDORES ULTRASÓNICOS.....	124
4.3.1.1. PRINCIPIO DE OPERACIÓN.....	124
4.3.1.1.1. EFECTO DOPPLER.....	127
4.3.1.1.1.1. CONDICIÓN DE FUNCIONAMIENTO EFECTO DOPPLER.....	128
4.3.1.1.2. MÉTODO TIEMPO DE TRÁNSITO DE LA SEÑAL.....	128
4.3.2. MEDIDORES MÁSCICOS TIPO CORIOLIS.....	129
4.3.2.1. PRINCIPIO DE OPERACIÓN.....	130
4.3.2.1.1. MEDICIÓN DE CORRIMIENTO DE LA FASE.....	131
4.3.2.1.2. MEDICIÓN DIRECTA DE LA DEFELEXIÓN.....	131

## CAPÍTULO 5

COSTOS OPERATIVOS DE LA NUEVA TECNOLOGÍA Y ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA SU IMPLEMENTACIÓN.....	132
5.1. GENERALIDADES.....	132
5.2. ANÁLISIS TÉCNICO.....	133
5.2.1. MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.....	133
5.2.2. MEDIDOR DE TURBINA.....	135
5.2.3. MEDIDOR MÁSCICO TIPO CORIOLIS.....	136
5.2.4. MEDIDOR ULTRASÓNICO.....	137
5.2.5. COMPARACIÓN DE LOS CUATRO MEDIDORES.....	139
5.3. ANÁLISIS DE COSTOS.....	140
5.3.1. INGRESOS Y EGRESOS DEL PROYECTO.....	140
5.3.1.1. INGRESOS.....	140

5.3.1.2. EGRESOS.....	140
5.3.2. COSTOS DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS 4 MEDIDORES.....	140
5.3.2.1. COSTOS DE INSTALACIÓN.....	140
5.3.2.2. COSTOS DE MANTENIMIENTO.....	140
5.3.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	141
5.3.3.1. TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	142
<b>CAPÍTULO 6</b>	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	145
6.1. CONCLUSIONES.....	145
6.2. RECOMENDACIONES.....	146
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	147
ANEXOS.....	149



# ÍNDICE DE TABLAS

## CAPÍTULO 1

TABLA 1.1: ESTADÍSTICA DE POZOS LAGO AGRIO.....	2
TABLA 1.2: TIPOS DE LEVANTAMIENTO LAGO AGRIO.....	2
TABLA 1.3: INSTALACIONES EN EL ÁREA LAGO AGRIO.....	2
TABLA 1.4: ESTADÍSTICA DE POZOS LIBERTADOR.....	6
TABLA 1.5: TIPOS DE LEVANTAMIENTO LIBERTADOR.....	6
TABLA 1.6: INSTALACIONES EN EL ÁREA LIBERTADOR.....	7
TABLA 1.7: ESTADÍSTICA DE POZOS SHUSHUFINDI.....	9
TABLA 1.8: TIPOS DE LEVANTAMIENTO SHUSHUFINDI.....	9
TABLA 1.9: INSTALACIONES EN EL ÁREA SHUSHUFINFI.....	10
TABLA 1.10: ESTADÍSTICA DE POZOS SACHA.....	13
TABLA 1.11: TIPOS DE LEVANTAMIENTO SACHA.....	13
TABLA 1.12: INSTALACIONES EN EL ÁREA SACHA.....	14
TABLA 1.13: ESTADÍSTICA DE POZOS AUCA.....	17
TABLA 1.14: TIPOS DE LEVANTAMIENTO AUCA.....	17
TABLA 1.15: INSTALACIONES EN EL ÁREA AUCA.....	18

## CAPÍTULO 2

TABLA 2.1: ESTACIONES DE BOMBEO SOTE.....	29
TABLA 2.2: ESTACIONES REDUCTORAS DE PRESIÓN SOTE.....	30
TABLA 2.3: MIEMBROS DEL CONSORCIO OCP.....	32
TABLA 2.4: PRESUPUESTO OCP.....	37
TABLA 2.5: SECTOR NORTE.....	39
TABLA 2.6: SECTOR SUR.....	41
TABLA 2.7: CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO LAGO AGRIO.....	49
TABLA 2.8: CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO LIBERTADOR.....	50
TABLA 2.9: CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO SACHA.....	53
TABLA 2.10: CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO SHUSHUFINDI.....	55
TABLA 2.11: CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO AUCA.....	57

## CAPÍTULO 3

TABLA 3.1: PUNTOS DE FISCALIZACIÓN SUPERVISADOS POR RODA.....	62
TABLA 3.2: CARACTERÍSTICAS DE LAS CINTAS DE MEDICIÓN.....	63
TABLA 3.3: CARACTERÍSTICAS DE LA PLOMADA.....	65
TABLA 3.4: CARACTERÍSTICAS DE LA PASTA DE MEDICIÓN.....	65
TABLA 3.5: ESPECIFICACIONES DE RENDIMIENTO DE TURBINAS.....	79
TABLA 3.6: MEDIDORES LAGO AGRIO.....	90
TABLA 3.7: MEDIDORES LIBERTADOR.....	91
TABLA 3.8: MEDIDORES SHUSHUFINDI.....	92
TABLA 3.9: MEDIDORES SACHA.....	93
TABLA 3.10: MEDIDORES AUCA.....	94

## CAPÍTULO 5

TABLA 5.1: MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO.....	134
TABLA 5.2: MEDIDORES DE TURBINA CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO.....	135
TABLA 5.3: MEDIDORES MÁSICOS TIPO CORIOLIS CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO.....	136
TABLA 5.4: MEDIDORES ULTRASÓNICOS CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO.....	138
TABLA 5.5: COMPARACIÓN DE MEDIDORES.....	139
TABLA 5.6: COSTOS DE INSTALACIÓN.....	140
TABLA 5.7: COSTOS DE MANTENIMIENTO.....	141
TABLA 5.8: RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA UN MEDIDOR ULTRASÓNICO.....	143
TABLA 5.9: RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA UN MEDIDOR MÁSICO TIPO CORIOLIS.....	143

## ÍNDICE DE FIGURAS

### CAPÍTULO 1

FIGURA 1.1: MAPA DE UBICACIÓN LAGO AGRIO.....	1
FIGURA 1.2: MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO LIBERTADOR.....	5
FIGURA 1.3: MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	8
FIGURA 1.4: MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA.....	12
FIGURA 1.5: MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO AUCA.....	16

### CAPÍTULO 2

FIGURA 2.1: TRAYECTORIA DEL OCP.....	36
FIGURA 2.2: RAMAL DE TUBERÍAS CUYABENO.....	39
FIGURA 2.3: RAMAL DE TUBERÍAS SECOYA.....	40
FIGURA 2.4: RAMAL DE TUBERÍAS ATACAPI-PARAHUACU.....	41
FIGURA 2.5: RAMAL DE TUBERÍAS AUCA.....	42
FIGURA 2.6: RAMAL DE TUBERÍAS SACHA.....	43
FIGURA 2.7: RAMAL DE TUBERÍAS SHUSHUFINDI.....	43

### CAPÍTULO 3

FIGURA 3.1: RED DE OLEDUCTOS DEL DISTRITO AMAZÓNICO.....	62
FIGURA 3.2: CINTA DE MEDICIÓN.....	64
FIGURA 3.3: CINTA DE MEDICIÓN A FONDO.....	64
FIGURA 3.4: PASTA DE MEDICIÓN.....	66
FIGURA 3.5: ESQUEMA DE MEDICIÓN AL VACÍO.....	67
FIGURA 3.6: MEDICIÓN AL VACÍO-PARTE 1.....	67
FIGURA 3.7: MEDICIÓN AL VACÍO-PARTE 2.....	68
FIGURA 3.8: MEDICIÓN A FONDO.....	68
FIGURA 3.9: MEDICIÓN DE AGUA LIBRE A FONDO.....	69
FIGURA 3.10: ESQUEMA DEL MÉTODO SPOT SAMPLING.....	70

FIGURA 3.11: MEDIDOR DE TURBINA.....	72
FIGURA 3.12: INSTALACIÓN TÍPICA DE UN MEDIDOR DE TURBINA.....	75
FIGURA 3.13: CARACTERÍSTICAS DE FLUJO EN MEDIDORES DE TURBINAS.....	76
FIGURA 3.14: CURVA DEL FACTOR DE CAVITACIÓN.....	77
FIGURA 3.15: CURVA DE RENDIMIENTO MEDIDOR TURBINA.....	80
FIGURA 3.16: MEDIDOR DE TURBINA CON COMPENSACIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIAS.....	81
FIGURA 3.17: MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO EN SITIO.....	81
FIGURA 3.18: ESQUEMA DEL MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.....	82
FIGURA 3.19: MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO DE DOBLE CARCASA.....	82
FIGURA 3.20: MEDIDOR DESPLAZAMIENTO POSITIVO BI-ROTOR.....	83
FIGURA 3.21: MEDIDOR D.P DE ÁLABES GIRATORIOS-DOBLE CARCASA.....	84
FIGURA 3.22: INSTALACIÓN DE UN D.P (SEGÚN NORMA API MPMS).....	86
FIGURA 3.23: COMPENSADOR MECÁNICO DE TEMPERATURA.....	89
FIGURA 3.24: SELECCIÓN DE MEDIDORES POR CARACTERÍSTICA DE APLICACIÓN.....	96
FIGURA 3.25: UNIDAD LACT.....	97
FIGURA 3.26: VÁLVULA DE ENTRADA DE UNIDAD LACT.....	97
FIGURA 3.27: FILTRO DE UNIDAD LACT.....	98
FIGURA 3.28: ACONDICIONADOR DE FLUJO PARA LACT.....	98
FIGURA 3.29: INSTRUMENTACIÓN ASOCIADA PARA LACT.....	99
FIGURA 3.30: VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO MEDIDOR-PROBADOR.....	99
FIGURA 3.31: VÁLVULA DE DOBLE BLOQUEO Y PURGA.....	100
FIGURA 3.32: SISTEMA DE CONTROL DE CALIDAD.....	100
FIGURA 3.33: DENSITÓMETROS.....	101
FIGURA 3.34: MEDIDOR DE AGUA Y SEDIMENTOS.....	101
FIGURA 3.35: COMPUTADOR DE MEDICIÓN DE FLUJO.....	102
FIGURA 3.36: PROBADOR FUNCIONAMIENTO.....	103
FIGURA 3.37: PROBADOR BIDIRECCIONAL.....	105

**CAPÍTULO 4**

<b>FIGURA 4.1: ESQUEMA TÍPICO DE INSTALACIÓN DE UN MEDIDOR MÁSIICO TIPO CORIOLIS.....</b>	<b>118</b>
<b>FIGURA 4.2: INSTALACIÓN TÍPICA DE UN MEDIDOR ULTRASÓNICO.....</b>	<b>121</b>
<b>FIGURA 4.3: MEDIDOR ULTRASÓNICO.....</b>	<b>124</b>
<b>FIGURA 4.4: TRANSDUCTORES ULTRASÓNICOS.....</b>	<b>125</b>
<b>FIGURA 4.5: COMBINACIÓN MATRICIAL DE CINCO RAYOS PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.....</b>	<b>126</b>
<b>FIGURA 4.6: EJEMPLO DE EFECTO DOPPLER.....</b>	<b>127</b>
<b>FIGURA 4.7: PRINCIPIO DE EFECTO DOPPLER.....</b>	<b>128</b>
<b>FIGURA 4.8: TIEMPO DE TRÁNSITO DE LA SEÑAL.....</b>	<b>128</b>
<b>FIGURA 4.9: MEDIDOR MÁSIICO TIPO CORIOLIS.....</b>	<b>129</b>
<b>FIGURA 4.10: TUBO DEL MEDIDOR SIN FLUJO.....</b>	<b>130</b>
<b>FIGURA 4.11: TUBO DEL MEDIDOR EN CONDICIONES DE FLUJO.....</b>	<b>131</b>

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

### CAPÍTULO 2

GRÁFICA 2.1: PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DEL CONSORCIO OCP.....	32
---	----

### CAPÍTULO 3

GRÁFICA 3.1: SELECCIÓN DE MEDIDORES DE TURBINA Y P.D.....	96
---	----

### CAPÍTULO 4

GRÁFICA 4.1: ESPECIFICACIÓN TÍPICA DE UN MEDIDOR MÁSIKO TIPO CORIOLIS.....	116
--	-----

### CAPÍTULO 5

GRÁFICA 5.1: PORCENTAJE DE CRECIMIENTO ANUAL.....	141
---	-----

GRÁFICA 5.2: TENDENCIA ACTUAL DEL MERCADO.....	142
--	-----

GRÁFICA 5.3: AHORRO DE INVERSIÓN.....	144
---------------------------------------	-----

# ÍNDICE DE ECUACIONES

## CAPÍTULO 2

ECUACIÓN 2.1: PESO ESPECÍFICO.....	44
ECUACIÓN 2.2: DENSIDAD DE MASA.....	45
ECUACIÓN 2.3: GRAVEDAD ESPECÍFICA EN FUNCIÓN DE LOS GASES.....	46
ECUACIÓN 2.4: VISCOSIDAD DINÁMICA.....	47
ECUACIÓN 2.5: NÚMERO DE REYNOLDS.....	48

## CAPÍTULO 3

ECUACIÓN 3.1: NIVEL DE REFERENCIA.....	66
ECUACIÓN 3.2: VELOCIDAD DE ROTACIÓN DEL ROTOR.....	76
ECUACIÓN 3.3: VELOCIDAD DEL LÍQUIDO.....	76
ECUACIÓN 3.4: PRESIÓN MÍNIMA EN EL MEDIDOR.....	78
ECUACIÓN 3.5: VELOCIDAD DEL DESPLAZADOR.....	107

## CAPÍTULO 4

ECUACIÓN 4.1: VOLUMEN ENTRAGADO.....	124
ECUACIÓN 4.2: TASA DE FLUJO VOLUMÉTRICA.....	129



## ÍNDICE DE ANEXOS

### CAPÍTULO 3

ANEXO 3.1: TERMINOLOGÍA DE LA MEDICIÓN ESTÁTICA.....151

ANEXO 3.2: TANQUES DE LAMACENAMIENTO.....154

ANEXO 3.3: INSTALACIÓN DE TUBERÍAS.....158

## RESUMEN

En el proyecto de titulación: “IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA LA MEDICIÓN DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETRÓLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO” se analizó varios aspectos del tema, así:

En el Capítulo 1, se realiza una descripción general del Distrito Amazónico: como ubicación de sus campos principales, producción, tipos de levantamiento y descripción de instalaciones.

En el Capítulo 2, se describen los mecanismos utilizados para transportar hidrocarburos. Además se establecen las propiedades y características de los fluidos transportados.

En el Capítulo 3, se describen las herramientas y los métodos utilizados para la medición estática. Se presentan los principios de funcionamiento, características, factores que afectan la medición y las especificaciones de rendimiento de los Medidores De Turbina y Desplazamiento Positivo. Además se describen las partes de las unidades LACT.

En el Capítulo 4, se presentan las Leyes, Normas, principios de funcionamiento, características y las consideraciones de instalación de los medidores másicos tipo Coriolis y Ultrasónicos.

En el Capítulo 5, se hace un análisis Técnico – Económico, se describen las características de servicio de cada medidor para analizar sus ventajas y desventajas. Se evalúan los ahorros por mantenimiento al usar los nuevos medidores y se presenta información detallada de costos de instalación de los nuevos equipos.

En el Capítulo 6, se presentan las conclusiones y recomendaciones de este proyecto.

## PRESENTACIÓN

Petroproducción se encuentra operando los campos del Distrito Amazónico desde aproximadamente 36 años con tecnologías de los años 70; evidenciándose actualmente que gran parte de estos sistemas están fuera de uso o son obsoletos, y muchos fabricantes no producen repuestos para las mismas.

Siendo procesos fundamentales de la industria hidrocarburífera la medición de flujo y la obtención de un petróleo con características adecuadas para ser transportado a través de los diferentes oleoductos que dispone la empresa, es importante la implementación de tecnologías de nueva generación que permitan una mayor exactitud, precisión y control a tiempo real del crudo transferido.

Por lo tanto, es importante realizar una investigación para la aplicación de estas tecnologías en los campos que Petroproducción opera y minimizar pérdidas entre el volumen de petróleo fiscalizado y el entregado.

# CAPITULO 1

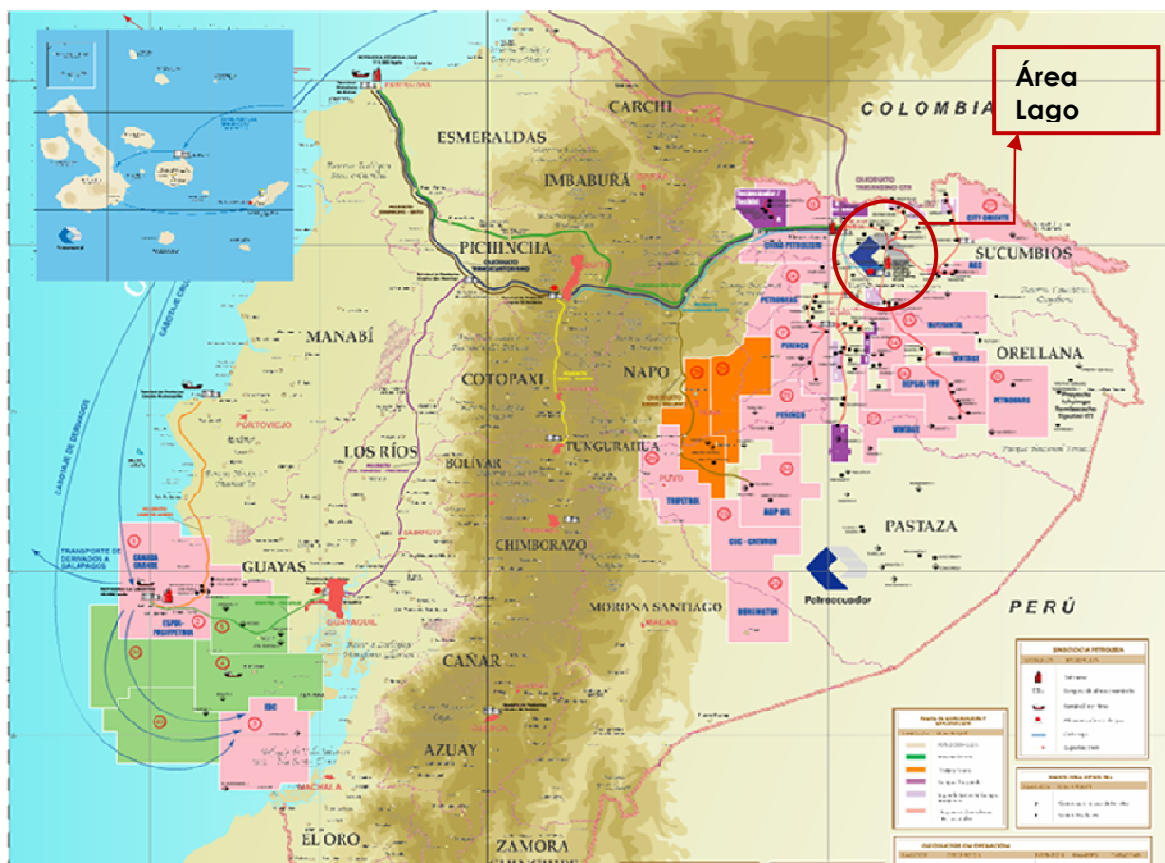
## DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE

### 1.1 CAMPO LAGO AGRIO

#### 1.1.1 UBICACIÓN

El campo Lago Agrio fue descubierto por la compañía Texaco, comenzando su producción en el año de 1972. Geográficamente, se encuentra al Noroccidente de la Cuenca Oriente, entre las latitudes  $0^{\circ}00'$  -  $0^{\circ}10'N$  y longitudes  $76^{\circ}50'$  -  $76^{\circ}57'$ , como se indica en la figura 1.1.

FIGURA 1.1 MAPA DE UBICACIÓN LAGO AGRIO



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

### 1.1.2 PRODUCCIÓN LAGO AGRIO

Sus reservas remanentes son 32'421003 barriles de petróleo, con una producción diaria promedio de 5550 BFPD<sup>1</sup> aproximadamente, provenientes de 22 pozos. Sus niveles productivos son: Formación Hollín Superior, Formación Napo (T y U) y Basal Tena.

**TABLA 1.1 ESTADISTICA DE POZOS LAGO AGRIO**

Año	2008				
Estado	Produciendo	Cerrados	Abandonados	Reinyectores	Total
Lago Agrio	22	20	6	1	49

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

### 1.1.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

A la fecha de este proyecto el campo Lago Agrio produce 22 pozos por medio de levantamiento artificial de los cuales 18 pozos con Bombeo Hidráulico, 3 pozos con Bombeo Electro Sumergible y 1 pozo con Bombeo Mecánico.

**TABLA 1.2 TIPOS DE LEVANTAMIENTO LAGO AGRIO**

Año	2008			
Tipo Levantamiento	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Hidráulico	Bombeo Mecánico	Total
Lago Agrio	3	18	1	22

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

### 1.1.4 INSTALACIONES DE SUPERFICIE

El campo Lago Agrio cuenta con tres estaciones de producción, Estación de producción Lago Central, estación de producción Lago Norte y la Estación de producción Guanta.

<sup>1</sup> BFPD: Barriles de Fluido por día

TABLA 1.3 INSTALACIONES EN EL ÁREA LAGO AGRIO

AREA LAGO NORTE			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
NORTE	BFPD 3224	MULTIPLE	3 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	1 DE PRUEBA 5000 BLS 2 DE PRODUCCIÓN 10000 BLS
	BPPD 1935	BOTA DE GAS	CAPACIDAD 15000 BLS
	BAPD 1271	TANQUES	LAVADO 24680 BLS REPOSO 18800 BLS
	MPCGPD 685	CALENTADOR	800 BAPD (T1=105°F T2=125°F)
	27 - 30 °API	BOMBAS	RECIRCULACIÓN TK-TK 2 TRANSFERENCIA INCREMENTADORAS DE PRESIÓN 2 TRANSFERENCIA CENTRIFUGAS DURCO

AREA LAGO CENTRAL			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
CENTRAL	BFPD 1785	MULTIPLES	2 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	1 DE PRUEBA 5000 BLS 1 DE PRODUCCION 10000 BLS
	BPPD 1614	BOTA DE GAS	CAPACIDAD - 20000 BLS
	BAPD 17	TANQUES	LAVADO 14690 BLS REPOSO 14100 BLS
	MPCGPD 183	CALENTADOR	1100 BAPD (T1=98°F T2=120°F)
	27 - 30 °API	BOMBAS	CALENTADOR - DURCO, MARK III RECIRC. TK-TK - INGERSOLLAND 2 TRANSFERENCIA - DURCO MARK II

AREA GUANTA			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
GUANTA	BFPD 5234 BPPD 3680 BAPD 1554 MPCGPD 606 27 - 30 °API	MULTIPLE	1 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	1 DE PRUEBA 5000 BLS 2 DE PRODUCCIÓN 10000 / (2) 20000 BLS
		BOTA DE GAS	CAPACIDAD 15000 BLS
		TANQUES	LAVADO 24680 BLS REPOSO 18800 BLS
		CALENTADOR	1100 BAPD (T1=105°F T2=125°F)
		BOMBAS	RECIRCULACIÓN TK-TK 2 TRANSFERENCIA INCREMENTADORAS DE PRESIÓN 2 TRANSFERENCIA CENTRIFUGAS HP

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

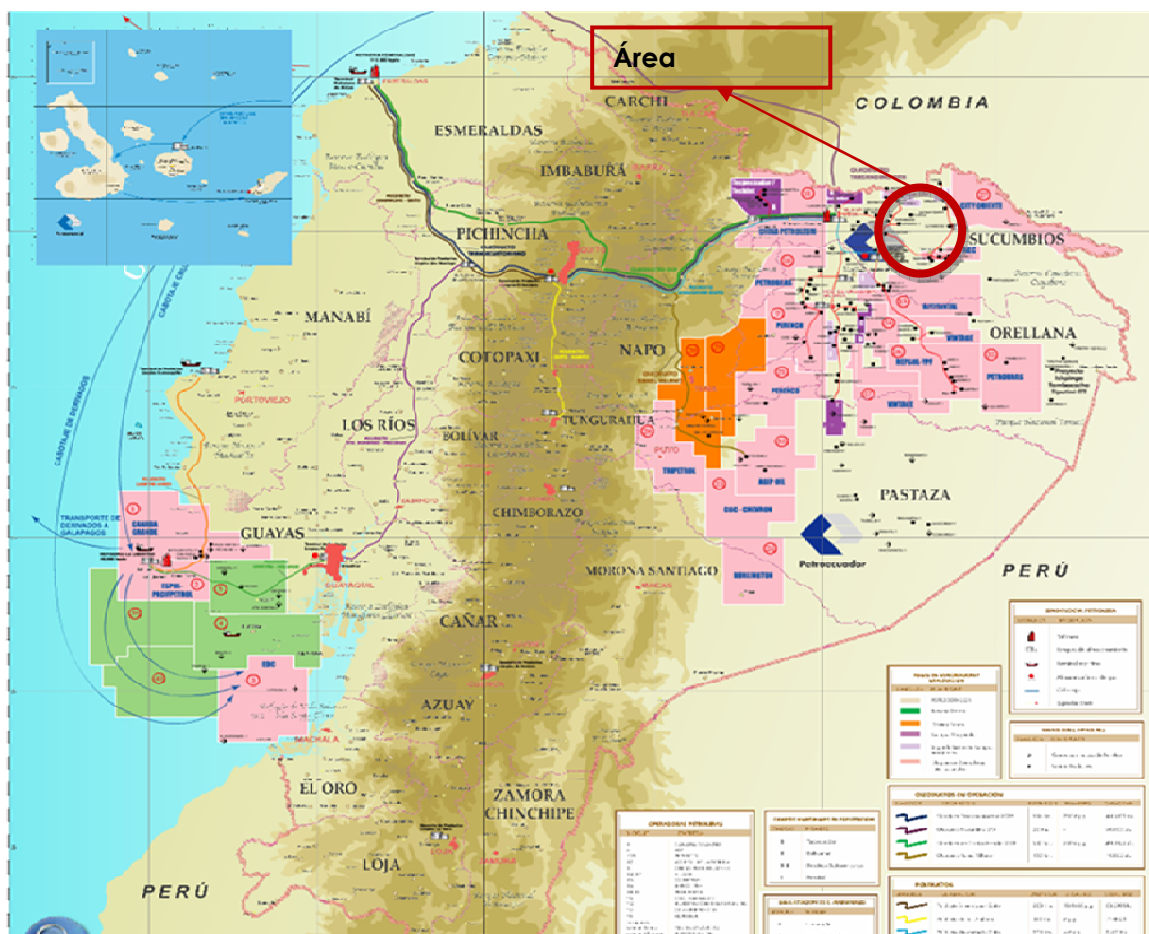
ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

## 1.2 CAMPO LIBERTADOR

### 1.2.1 UBICACIÓN

El Campo Libertador, está localizado en la región Amazónica del Ecuador en la provincia de Sucumbíos. Geográficamente, se encuentra ubicado en línea recta con Quito al Noroeste del Campo Shushufindi, entre las latitudes 00° 06 ' 00" N - 00° 04' 00" S y longitudes 76° 33' 00" E - 76° 36' 30" O, como se indica en la figura 1.2.

FIGURA 1.2 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO LIBERTADOR



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

## 1.2.2 PRODUCCIÓN

El Campo Libertador cuenta con cuatro subestructuras alineadas en dos ejes Norte - Sur que se fusionan hacia el Sur conformando el periclinal Pichincha - Carabobo. El eje Oriental cruza de Norte a Sur las estructuras Pacayacu y Shuara y el eje Occidental de las estructuras Shushuqui y Secoya.

Su cierre estructural máximo es de 240 pies y corresponde al alto Secoya, el alto Shushuqui tiene 180 pies, Shuara 200 y Pacayacu 140 pies. Cubren un área aproximada de 20 Km, de dirección preferencial Norte - Sur por 5 Km de este a oeste.



TABLA 1.4 ESTADISTICA DE POZOS LIBERTADOR

Año	2008				
Estado	Produciendo	Cerrados	Abandonados	Reinyectores	Total
Libertador	132	52	16	17	217

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

### 1.2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Dentro del Área Libertador encontramos que están produciendo 132 pozos; de los cuales 76 se encuentran produciendo por Bombeo Electrosumergible, 53 pozos se encuentran produciendo bajo el sistema de Bombeo Hidráulico y por último tenemos solamente 3 pozos produciendo por sistema de Inyección de Gas.

TABLA 1.5 TIPOS DE LEVANTAMIENTO LIBERTADOR

Año	2008				
Tipo Levantamiento	Flujo Natural	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Hidráulico	Inyección de Gas	Total
Libertador	0	76	53	3	132

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

### 1.2.4 INSTALACIONES DE SUPERFICIE

El campo Libertador cuenta con dos estaciones principales de producción, Cuyabeno y Sansahuari.

TABLA 1.6 INSTALACIONES EN EL ÁREA LIBERTADOR

AREA LIBERTADOR			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
CUYABENO	BFPD 32016	MULTIPLE	1 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	2 DE PRUEBA 5000 BLS 3 DE PRODUCCIÓN 35000 BLS
	BPPD 8443	BOTA DE GAS	CAPACIDAD 15000 BLS
	BAPD 23573	TANQUES	LAVADO 24680 BLS REPOSO 18800 BLS
	27 - 30 °API	BOMBAS	RECIRCULACIÓN TK-TK 2 TRANSFERENCIA INCREMENTADORAS DE PRESIÓN 2 ELÉCTRICAS HORIZONTALES REDA

AREA LIBERTADOR			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
SANSAHUARI	BFPD 7223	MULTIPLE	2 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	1 DE PRUEBA 5000 BLS 2 DE PRODUCCIÓN 10000 / 15000 BLS
	BPPD 2286	TANQUES	LAVADO 12590 BLS SURGENCIA 18131 BLS
	BAPD 4987	BOMBAS	RECIRCULACIÓN TK-TK 1 TRANSFERENCIA INCREMENTADORAS DE PRESIÓN 2 TRANSFERENCIA ELÉCTRICAS HP
	25 - 26 °API		

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

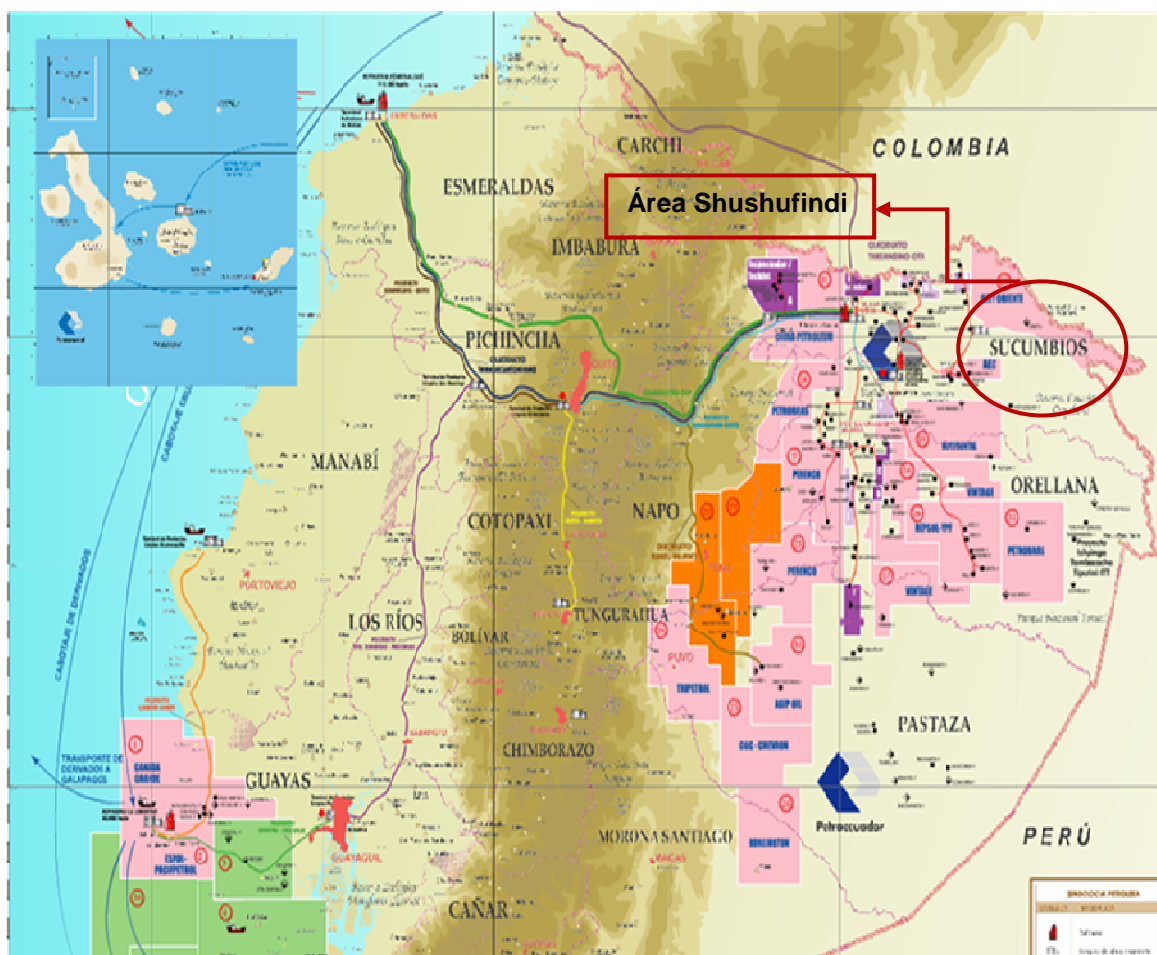
ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

## 1.3 CAMPO SHUSHUFINDI

### 1.3.1 UBICACIÓN

El campo Shushufindi por el consorcio Texaco-Gulf en 1969 con el pozo exploratorio Shushufindi-1, la producción oficial del campo arrancó en agosto de 1972. Geográficamente, se encuentra a 250 kilómetros al Este de Quito y 35 kilómetros al Sur de la frontera con Colombia., entre las latitudes  $00^{\circ} 19' 32''$  S y desde los  $76^{\circ} 35' 58''$  hasta los  $76^{\circ} 42' 26''$  de longitud Oeste, como se indica en la figura 1.3, limita al Norte con el Campo Libertador, al Sur con el Campo Limoncocha, al Oeste con el Campo Sacha y al Este.

FIGURA 1.3 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

### 1.3.2 PRODUCCIÓN

En la fase de desarrollo inicial se calculó que el Petróleo en sitio era aproximadamente de 3.500 millones de barriles de petróleo. Las reservas originales del campo se calcularon en 1.589,25 millones de barriles de petróleo.

**TABLA 1.7 ESTADÍSTICAS DE POZOS SHUSHUFINDI**

Año	2008					
Estado	Produciendo	Cerrados	Abandonados	Inyectores	Reinyectores	Total
Shushufindi	73	26	14	8	13	134

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

### 1.3.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Inicialmente, el mecanismo de producción fue flujo natural, pero en la actualidad ningún pozo produce bajo este sistema.

Los diferentes tipos de levantamiento artificial que fueron implementados y se encuentran en funcionamiento son gas lift, bombeo hidráulico y en su gran mayoría bombeo Electrosumergible.

**TABLA 1.8 TIPOS DE LEVANTAMIENTO SHUSHUFINDI**

Año	2008				
Tipo Levantamiento	Flujo Natural	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Hidráulico	Gas Lift	Total
Shushufindi	0	62	5	6	73

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

### 1.3.4 INSTALACIONES DE SUPERFICIE

El campo Shushufindi cuenta con cuatro estaciones de producción: Norte, Central, Sur y Suroeste.

TABLA 1.9 INSTALACIONES EN EL ÁREA SHUSHUFINDI

AREA SHUSHUFINDI			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
SHUSHUFINDI NORTE	BFPD 30686 BPPD 14839 BAPD 15847	MULTIPLE	5 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	1 DE PRUEBA 5000 BLS 2 DE PRODUCCIÓN 35000 BLS 1 FWKO 30436 BLS
		TANQUES	LAVADO 35840 BLS SURGENCIA 10500 BLS
		BOMBAS	1 HORIZONTAL MOTOR CATERPILLAR 2 ELÉCTRICAS HORIZONTALES WOOD

AREA LIBERTSHUSHUFINDI			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
SHUSHUFINDI CENTRAL	BFPD 29921 BPPD 1977 BAPD 17944	MULTIPLE	5 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	2 DE PRODUCCIÓN 35000 BLS 1 FWKO 31772 BLS
		TANQUES	LAVADO 28770 BLS SURGENCIA 72504 BLS OLEODUCTO 100000 BLS
		BOMBAS	1 HORIZONTAL ELECTRICA SCHLUMBERGER 2 ELÉCTRICAS HORIZONTALES WOOD

AREA LIBERTSHUSHUFINDI			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
SHUSHUFINDI SUR	BFPD 35671  BPPD 11348  BAPD 24323	MULTIPLE	5 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	1 DE PRUEBA 10000 BLS 2 DE PRODUCCIÓN 35000 / 38000 BLS 1 FWKO 38000 BLS
		TANQUES	LAVADO 28500 BLS SURGENCIA 22300 BLS
		BOMBAS	3 ELÉCTRICAS HORIZONTALES HP

AREA LIBERTSHUSHUFINDI			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
SHUSHUFINDI SUROESTE	BFPD 15455  BPPD 5682  BAPD 9763	MULTIPLE	6 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	1 DE PRUEBA 20000 BLS 2 DE PRODUCCIÓN 35000 / 20000 BLS
		TANQUES	LAVADO 8256 BLS SURGENCIA 10144 BLS EMPERNADO 10000 BLS
		BOMBAS	2 TRANSFERENCIA INCREMENTADORAS DE PRESIÓN 3 TRANSFERENCIA SUCCIÓN

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

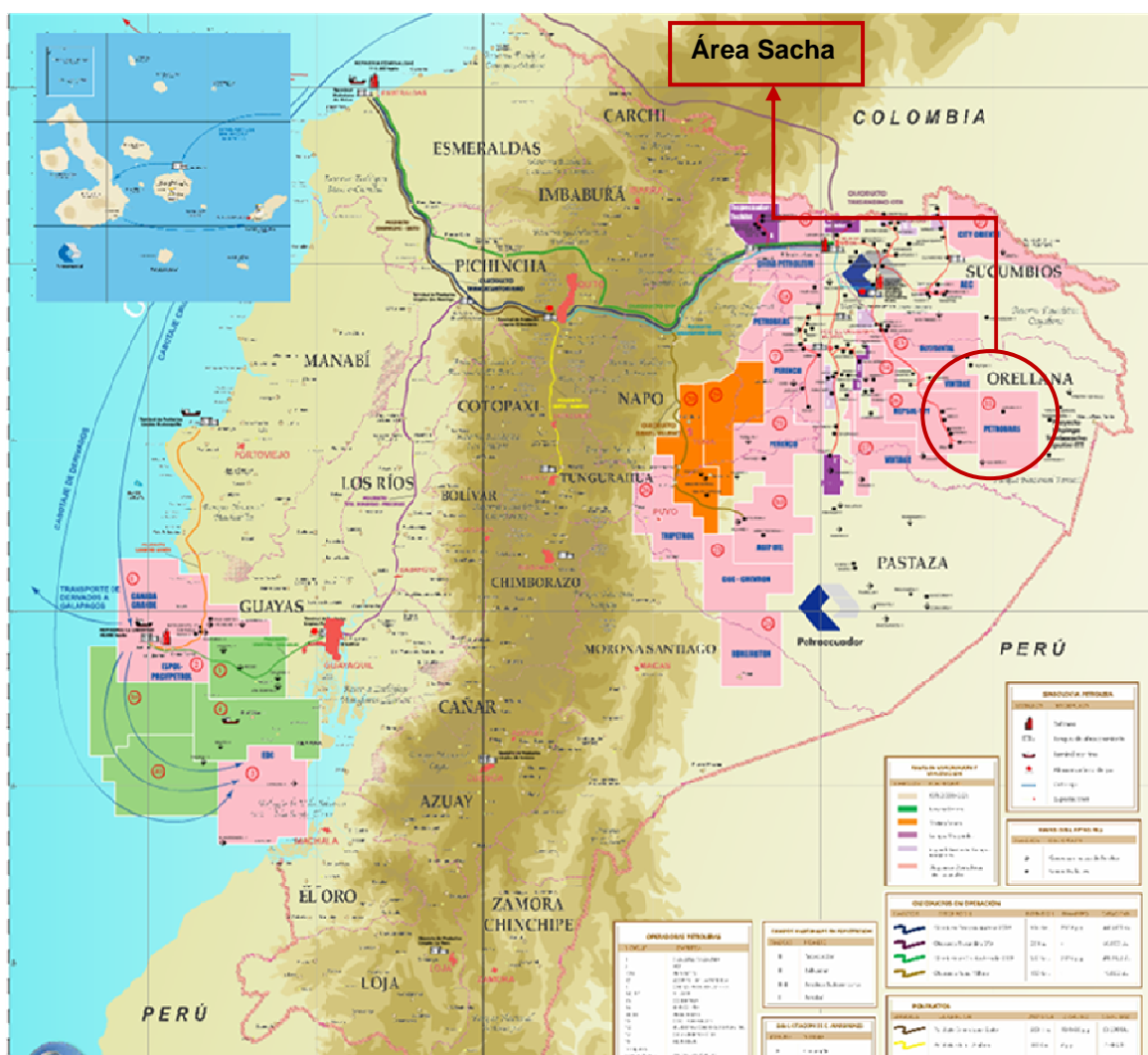
ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

## 1.4 CAMPO SACHA

### 1.4.1 UBICACIÓN

El Campo Sacha fue descubierto en 1969 por el consorcio Texaco Gulf con la perforación del pozo exploratorio Sacha -1. Geográficamente se encuentra ubicado en la Región Amazónica en la zona del Cantón “La Joya de los Sachas”, entre las latitudes 00°11'00'' y 00°24'30'' S y longitudes 76°49'40'' a 76°54'16'' O, cubriendo un área de 124 Km<sup>2</sup>, aproximadamente, como se indica en la figura 1.4.

FIGURA 1.4 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

## 1.4.2 PRODUCCIÓN

La producción actual promedia del área, incluidos los pozos del Campo Pucuna, es de 45193 BPPD y proviene de los reservorios Basal Tena, "U" y "T" de la formación Napo y de la formación Hollín. Existen 200 pozos perforados hasta Agosto del 2008.

**TABLA 1.10 ESTADÍSTICAS DE POZOS SACHA**

Año	2008					
Estado	Produciendo	Cerrados	Abandonados	Inyectores	Reinyectores	Total
Sacha	134	67	12	6	4	223

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

## 1.4.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

En el campo Sacha, se viene utilizando dos sistemas de levantamiento artificial, y dentro de éstos algunas marcas como son: Bombeo Hidráulico (Kobe, National, Guiberson), Electrosumergible (Reda y Centrilift).

**TABLA 1.11 TIPOS DE LEVANTAMIENTO SACHA**

Año	2008			
Tipo Levantamiento	Flujo Natural	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Hidráulico	Total
Sacha	4	27	102	133

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

## 1.4.4 INSTALACIONES DE SUPERFICIE



En el campo Sacha se encuentran es funcionamiento cuatro estaciones que son: Sacha Norte 1, Sacha Norte 2, Sacha Central y Sacha Sur. Cuyos componentes se describen en la Tabla 1.10 agrupados de acuerdo a cada estación.

**TABLA 1.12 INSTALCIONES EN EL ÁREA SACHA**

AREA SACHA NORTE 1			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
NORTE 1	BFPD 33150	MULTIPLE	2 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	2 DE PRUEBA 5000 / 10000 BLS 5 DE PRODUCCIÓN (3)10000 / (2) 30000 BLS
	BPPD 13140	BOTA DE GAS	2 CAPACIDAD 30000 BLS
	BAPD 20000	TANQUES	LAVADO 105880 BLS REPOSO 53000 BLS
	MPCGPD 2434	CALENTADOR	DIRECTO INDUSTRIAL
	23,5 - 29 °API	BOMBAS	RECIRCULACIÓN TK-TK 3 TRANSFERENCIA DURCO

AREA SACHA NORTE 2			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
NORTE 2	BFPD 21600	MULTIPLE	1 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	1 DE PRUEBA 10000 BLS 3 DE PRODUCCIÓN (2)10000 / 32500 BLS
	BPPD 8610	BOTA DE GAS	2 CAPACIDAD 20000 BLS
	BAPD 12990	TANQUES	LAVADO 12590 BLS REPOSO 15100 BLS
	MPCGPD 1292	CALENTADOR	DIRECTO INDUSTRIAL
	24 – 30,2 °API		

		BOMBAS	RECIRCULACIÓN TK-TK 2 TRANSFERENCIA INCREMENTADORAS DE PRESIÓN 3 TRANSFERENCIA INGERLLSON RAND
--	--	--------	--

AREA SACHA SUR			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
SUR	BFPD 21610 BPPD 12810 BAPD 8800 MPCGPD 2289 25,7 – 32,3 °API	MULTIPLE	1 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	2 DE PRUEBA 50000 BLS 3 DE PRODUCCIÓN 10000 / (2)20000 BLS 1 FWKO 36046 BLS
		BOTA DE GAS	2 CAPACIDAD 20000 BLS
		TANQUES	LAVADO 24190 BLS REPOSO 18000 BLS
		CALENTADOR	INDIRECTO INDUSTRIAL
		BOMBAS	RECIRCULACIÓN TK-TK 2 TRANSFERENCIA INCREMENTADORAS DE PRESIÓN 3 TRANSFERENCIA INGERLLSON RAND

AREA SACHA CENTRAL			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
CENTRAL	BFPD 33150 BPPD 13140 BAPD 20000 MPCGPD 2434 23,5 – 29 °API	MULTIPLE	2 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	2 DE PRUEBA 50000 BLS 5 DE PRODUCCIÓN (4)10000 / 20000 BLS
		BOTA DE GAS	2 CAPACIDAD 30000 BLS
		TANQUES	LAVADO 72510 BLS REPOSO 39000 BLS 2 OLEODUCTO 85000 / 127500

		CALENTADOR	INDIRECTO INDUSTRIAL
		BOMBAS	RECIRCULACIÓN TK-TK 3 TRANSFERENCIA INCREMENTADORAS DE PRESIÓN 3 TRANSFERENCIA DURCO

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

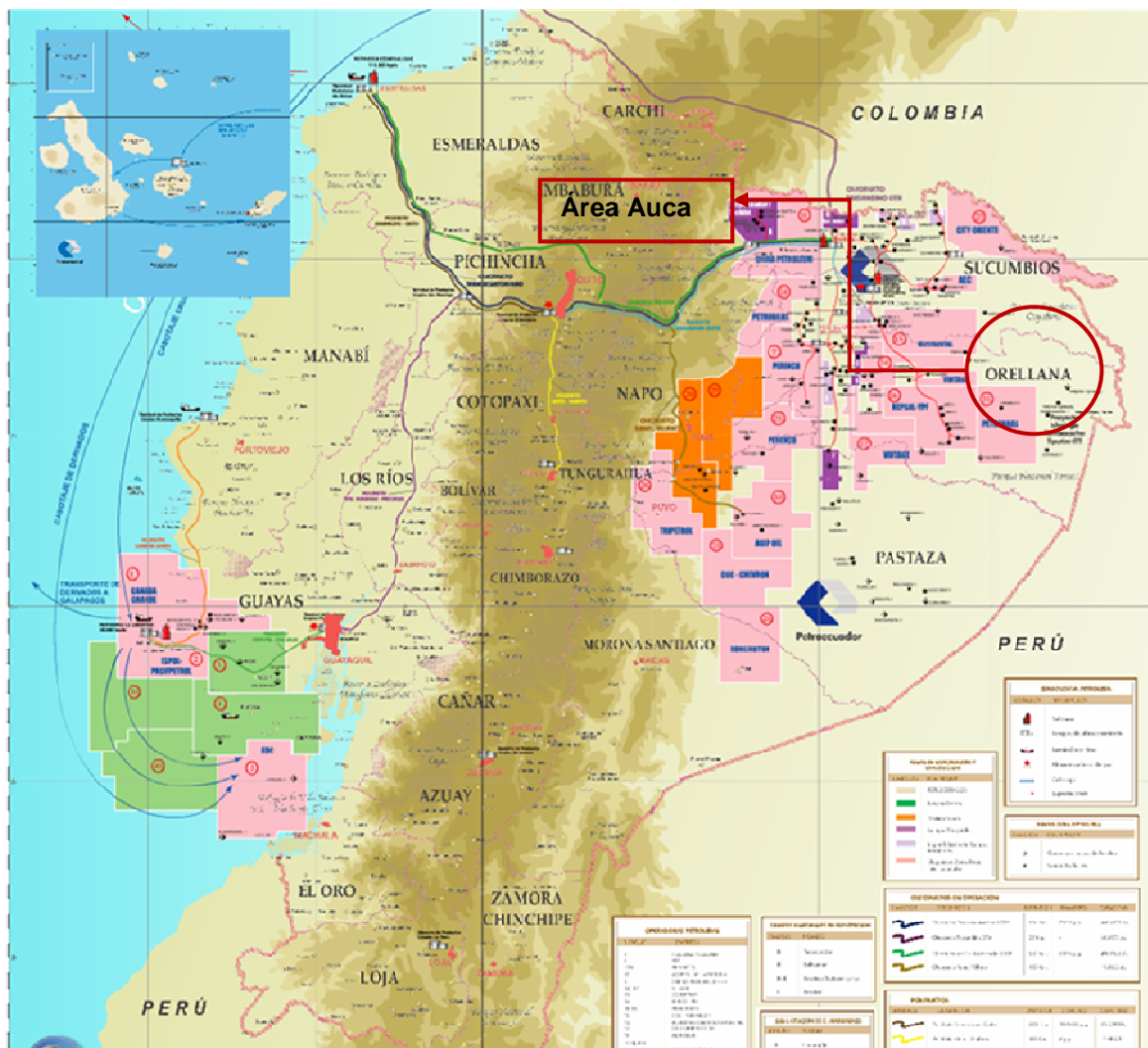
ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

## 1.5 CAMPO AUCA

### 1.5.1 UBICACIÓN

El campo fue descubierto por la compañía TEXACO, con la perforación del pozo Auca-1 el 16 de febrero de 1970. Geográficamente se encuentra ubicado entre los meridianos 76°50' y 77°55' y los paralelos 0. 34 y 0.46 sur, como se indica en la figura 1.5, localizado a unos 260 Km al este de Quito y 100 Km al sur de la frontera con Colombia.

**FIGURA 1.5 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO AUCA**



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

## 1.5.2 PRODUCCIÓN

El campo Auca sigue en importancia de producción a los campos Shushufindi y Sacha. Actualmente tiene una tasa autorizada de aproximadamente 18300 [BPPD] repartidos así: 1500 [BPPD] en Basal Tena, 12000 [BPPD] en Napo (U+T) y 4800 [BPPD] en Hollín.

TABLA 1.13 ESTADÍSTICAS DE POZOS AUCA

Año	2008				
Estado	Produciendo	Cerrados	Abandonados	Reinyectores	Total

<b>Auca</b>	<b>80</b>	<b>25</b>	<b>20</b>	<b>4</b>	<b>129</b>
-------------	-----------	-----------	-----------	----------	------------

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN  
ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

### 1.5.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

En lo referente a los Sistemas de Levantamiento de éste Campo; tenemos que 3 pozos poseen flujo natural, 40 pozos producen con Bombeo Electrosumergible y además 37 pozos con Bombeo Hidráulico.

TABLA 1.14 TIPOS DE LEVANTAMIENTO AUCA

<b>Año</b>	<b>2008</b>			
<b>Tipo Levantamiento</b>	<b>Flujo Natural</b>	<b>Bombeo Electrosumergible</b>	<b>Bombeo Hidráulica</b>	<b>Total</b>
<b>Auca</b>	<b>3</b>	<b>40</b>	<b>37</b>	<b>80</b>

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN  
ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

### 1.5.4 INSTALACIONES DE SUPERFICIE

El Campo Auca cuenta con dos estaciones de Producción que son Auca Central y Auca Sur. De dichas estaciones se describirá sus principales componentes en la Tabla 1.15 que se encuentra a continuación.

TABLA 1.15 INSTALACIONES EN EL ÁREA AUCA

<b>AREA AUCA CENTRAL</b>			
<b>ESTACION</b>	<b>PRODUCCION</b>	<b>EQUIPO</b>	<b>TIPO</b>
<b>CENTRAL</b>	BFPD 11800	MULTIPLE	1 PRODUCCION Y PRUEBA
	BPPD 7550	SEPARADOR	2 PRUEBA 10000 BLS
	BAPD 4250		2 PRODUCCION 20000 BLS

	MPCGPD 458		
	17 - 29 ºAPI	BOTA DE GAS	CAPACIDAD 15000 BLS
		TANQUES	OLEODUCTO 100000 BLS LAVADO 37600 BLS REPOSO 25000 BLS
		CALENTADOR	INDIRECTO DIRECTO INDUSTRIAL
	BOMBAS	RECIRCULACIÓN TK-TK 2 TRANSFERENCIA DURCO 3 CENTRIFUGAS DE OLEODUCTO	

AREA AUCA SUR			
ESTACION	PRODUCCION	EQUIPO	TIPO
SUR	BFPD 12350	MULTIPLE	3 PRODUCCION Y PRUEBA
		SEPARADOR	2 PRUEBA 5000 BLS 3 PRODUCCION (2) 10000 / 20000 BLS
	BPPD 5950	BOTA DE GAS	CAPACIDAD 30000 BLS
	BAPD 6400	TANQUES	LAVADO 50360 BLS REPOSO 13700 BLS
	MPCGPD 688	CALENTADOR	1 DIRECTO INDUSTRIAL 2 INDIRECTO ARTESANAL
	15,9 - 26,6 ºAPI	BOMBAS	RECIRCULACIÓN TK-TK 2 DE TRANSFERENCIA DURCO

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

## **CAPÍTULO 2**

### **ANÁLISIS DE LAS ACTUALES CONDICIONES DE TRANSPORTE DE FLUIDO**

#### **2.1 TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS**

El transporte de hidrocarburos se clasifica en los siguientes sistemas:

- Transporte Terrestre.
- Marítimo.
- Ductos.

##### **2.1.1 TRANSPORTE TERRESTRE**

Contempla la movilización de hidrocarburos por medio de autotanques, desde los centros de distribución a los centros de consumo masivo como: Estaciones de servicio, gasolineras, cementeras, plantas eléctricas e industrias en general.

El costo del transporte se fija en \$ bls<sup>2</sup>, en el cual intervienen los siguientes factores: Densidad, presión del producto, tipo de tanque, clase de carretera, distancias, análisis de inversión, costos operativos y de mantenimiento de autotanque.

Los autotanques se clasifican por los productos a transportar y pueden ser de baja y alta presión de vapor y viscosidad.

##### **2.1.1.1 AUTOTANQUES PARA PRODUCTOS DE BAJA PRESION DE VAPOR (diesel, gasolinas, jet-fuel)**

Están constituidos por el vehículo (cabezal) y el tanque de almacenamiento.

---

<sup>2</sup> \$bls: Dólares por Barril

Los tanques son atmosféricos, están diseñados para soportar el peso del producto y fuerzas creadas por el movimiento (aceleración y desaceleración) en el traslado; no requieren ningún instrumento de control.

#### **2.1.1.2 AUTOTANQUES PARA PRODUCTOS DE ALTA VISCOSIDAD (fuel-oil, asfalto, mezcla)**

Tienen una estructura similar a los autotanques para diesel; sin embargo la alta viscosidad del producto, al enfriarse tiende a solidificarse y obstruir las tuberías para descargar el producto.

Este problema es solucionado con la instalación de serpentines para transferir calor al producto con el fin de disminuir su viscosidad, además se instala sistemas de rotación para mover el producto y homogenizar la temperatura, evitando su solidificación.

#### **2.1.2 TRANSPORTE MARITIMO**

Se caracteriza por el traslado de altos volúmenes de producto, recorriendo grandes distancias por medio de buques tanques, requeridos para las operaciones de los terminales marítimos.

El mayor volumen de petróleo se transporta por vía marítima, su movilización es intercontinental, a nivel mundial representa el 60% de los fletes marítimos.

##### **2.1.2.1 TIPOS DE BUQUES UTILIZADOS**

Se clasifican de acuerdo al tipo de producto transportado:

- Buques petroleros (crudo, fuel oil y asfalto).
- Buques de productos limpios (gasolina y diesel).
- Buques gaseros, que normalmente son refrigerados (propano, butano y GLP<sup>3</sup>).

##### **2.1.2.2 INSTALACIONES PARA ALMACENAMIENTO**

---

<sup>3</sup> GLP: Gas Licuado de Petróleo



En un terminal marítimo para garantizar las operaciones y seguridad de los equipos, se dispone de las siguientes instalaciones:

- Equipos de recepción.
- Área de bombas, líneas y válvulas para transferencia de poliductos.
- Tanques de Almacenamiento.
- Múltiples de carga o descarga de productos.
- Línea de producto de buque tanque a muelle petrolero o líneas submarinas.
- Sistemas Contraincendios y espuma.

### **2.1.2.3 INSTALACIONES DEL TERMINAL MARÍTIMO**

De acuerdo a los requerimientos operativos en un terminal marítimo se dispone de instalaciones para gran capacidad de carga y descarga.

#### **2.1.2.3.1 MÚLTIPLES Y LÍNEAS SUBMARINAS**

Para la recepción de buques de gran capacidad, se requiere de aguas profundas por el alto calado de los buques. En las costas donde no se dispone de esta facilidad, se procede con la instalación de líneas submarinas para alcanzar las profundidades que permitan el ingreso de buques de mayor tonelaje.

La tubería submarina descansa en el fondo del mar, para estabilizarla ante las corrientes submarinas y esfuerzos mecánicos, en el sistema, se instala contrapesos y anclajes a determinadas distancias.

Además de las tuberías de productos, se instala las líneas de lastre (agua) y de deslastre para carga o descarga de los buques tanques.

Cuando se opera con crudos pesados (fuel oil, asfaltos) se efectúa el barrido del producto pesado con un liviano, más aún cuando la operación se suspende por horas o días, debido a que la baja temperatura del agua incrementa la viscosidad del producto y tiende a solidificarse. Para este caso, en el lecho marino se

encuentra instalado un múltiple submarino con sus respectivas válvulas de seccionamiento entre líneas, para el barrido del producto.

#### **2.1.2.3.2 MUELLE PETROLERO**

Este sistema se utiliza para buques de baja capacidad o cuando se dispone de aguas profundas, cercanas a la orilla, su instalación comprende una estructura de hormigón o de madera formando pasarelas horizontales y verticales en forma de T, las cuales soportan tuberías, válvulas, múltiples de carga y descarga; además facilita la circulación del personal operativo.

Junto a la estructura principal se encuentran las boyas de amarre y de atraque, que permiten el amarre del buque. Las boyas son elementos que se encuentran piloteados en el lecho de los ríos, esteros o mares, y pueden formados por troncos de madera de mangle, o de estructuras de hormigón armado, fundidos con encofrados metálicos de tubería.

#### **2.1.3 TRANSPORTE POR DUCTOS**

Contempla el transporte de crudo o sus derivados por medio de equipos de bombeo que impulsan el producto a través de una tubería.

En la transportación por ductos, se considera:

- Oleoducto (petróleo).
- Poliducto (derivados de petróleo en estado líquido).
- Gasoducto (hidrocarburos en estado gaseoso).

#### **2.1.3.1 PARTES CONSTITUTIVAS EN UN DUCTO**

Las instalaciones que forman parte de un ducto son las siguientes:

- Estación de Bombeo.
- Estación Reductora.
- Estación de Recepción.
- Depósitos.
- Línea de Ducto.

### **2.1.3.1.1 ESTACIÓN DE BOMBEO**

Son instalaciones que impulsan el producto a través de la tubería por medio de equipos de bombeo, entregando energía hidráulica al fluido para que el producto sea movilizadado desde una estación a otra, forman parte de este sistema los equipos auxiliares, tanque de servicio, sistemas de control, instrumentación, eléctricos y sistemas contraincendios.

En una Estación de Bombeo se dispone de equipos y sistemas que permiten efectuar las operaciones dentro de los parámetros de presión y caudal adecuados.

Los Equipos de Bombeo están constituidos por los motores de combustión interna, motores eléctricos o turbinas que transmiten movimiento a las bombas, que impulsan el producto.

De acuerdo a la velocidad de los motores se instala entre el motor y la bomba los incrementadores o reductores de velocidad, que son equipos constituidos por dos piñones o engranajes helicoidales de diferentes diámetros, cuya función es aumentar o disminuir la velocidad de operación de las bombas y compresores.

#### **2.1.3.1.1.1 EQUIPOS SECUNDARIOS**

Constituyen los equipos auxiliares, que se indican a continuación:

- Grupos Motocompresores (motor eléctrico y compresor); sirven para la compresión de aire a utilizar en el arranque de los motores principales, en instrumentación y otros usos.
- Grupos Electrógenos (motores de combustión interna y un generador); sirven para el funcionamiento de los compresores, bombas auxiliares, equipos de instrumentación y control, comunicaciones, alumbrado, entre otros.

#### **2.1.3.1.1.2 BOMBAS AUXILIARES**

Constituidas por el motor eléctrico y bomba, para los siguientes servicios:

- Bomba de Lubricación de equipo principal.
- Bomba de agua de refrigeración de equipo principal.
- Bomba de agua contra incendio.
- Bomba de agua potable.
- Bomba de combustible.
- Bombas de tanque de alivio, sumidero y combustible.
- Bomba para inyección de inhibidor de corrosión.

#### **2.1.3.1.2 EQUIPOS Y SISTEMAS COMPLEMENTARIOS**

Los sistemas que se indican a continuación, permiten un mayor control de las operaciones de bombeo en un ducto:

- Sistema de Control, Instrumentación y operación de la estación, los mismos que controlan las variables de caudal, temperatura, volumen, velocidad, densidad de los diferentes equipos y sistemas.
- Sistema eléctrico y de distribución.
- Sistema de Protección Catódica.
- Sistema de Comunicación.
- Sistema Contra incendios de agua y espuma y detectores de seguridad.
- Sistema de envío y recepción de esferas, separadores y limpiadores de tubería.
- Múltiple de distribución de bombas en serie o paralelo con sus respectivas válvulas y accesorios.
- Líneas de flujo de alivio y drenaje de los sistemas.

#### **2.1.3.1.3 DEPÓSITOS**

Permiten recibir los productos para regular presión, contaminación, requerimientos operativos y mantenimiento.

#### **2.1.3.1.4 LÍNEA DE UN DUCTO**

Se encuentra constituida por tuberías de acero soldadas entre sí, por donde circula el producto bombeado, desde la estación inicial hasta la estación de recepción.

La tubería se caracteriza por su gran elasticidad y ductibilidad, alta presión de trabajo y por soportar esfuerzos de tracción y tensión, normalmente tienen una longitud de 11 metros y sus especificaciones de fabricación e instalación están apegadas a las normas API<sup>4</sup> y ASTM<sup>5</sup> para tensión.

La tubería puede ser instalada en forma aérea o enterrada, en el primer caso se encuentra en forma superficial, asentada sobre bloques de concreto. La distancia de separación de los bloques entre sí esta de acuerdo al diámetro de la tubería (cada 50, 60, 80 o 100 metros). Para el segundo caso se encuentra enterrada entre 1.20 a 1.60 m de profundidad, esta instalación garantiza cierta seguridad por efecto de deslaves, derrumbes por maquinarias, vehículos o de terceros. Los problemas operativos por dilatación del producto y de la tubería, por efectos de temperatura disminuyen notablemente, sin embargo el costo de la tubería enterrada es superior en más de un 40%.

En el cruce de ríos, el paso de la tubería se efectúa por medio de puentes o colgantes con sus respectivas torres o por medio de túneles debajo del lecho del río y en el cruce de carreteras.

##### **2.1.3.1.4.1 VÁLVULAS DE LÍNEA**

En la línea de un ducto se requiere de válvulas, que ayudan al proceso de operación, de mantenimiento y reparación de la tubería. A continuación se detalla la función que cumplen las respectivas válvulas.

---

<sup>4</sup> API: American Petroleum Institute

<sup>5</sup> ASTM: American Society for Testing and Materials.

#### **2.1.3.1.4.1.1 VÁLVULAS DE BLOQUEO**

Se encuentran instaladas normalmente entre 30 a 40 Km<sup>6</sup> una de otra como en cruce de ríos, puentes, áreas de riesgos geológicos y ciudades. Pueden ser de compuerta o esféricas, de igual diámetro de la tubería usualmente de clase 900, y su función es bloquear parcial o totalmente el paso del producto, de esta forma aísla tramos para trabajos de operación o mantenimiento y para evitar mayores pérdidas por roturas de tubería.

#### **2.1.3.1.4.1.2 VÁLVULAS DE RETENCIÓN**

Permite el flujo en un solo sentido, se instala en los tramos que representan cambios de altura ascendente y longitudes mayores de 5 Km, y en el cruce de puentes, ríos, áreas geográficas de riesgo, paso por ciudades. No se utilizan en tramos descendentes.

Su función principal es evitar el flujo de producto aguas abajo de la válvula donde se encuentran daños o rotura de la tubería.

Las válvulas check serán de igual diámetro de la tubería, normalmente clase 900 y de paso completo para la circulación de esferas y rascadores.

#### **2.1.3.1.4.1.3 VÁLVULAS DE VENDEO**

Se encuentran instaladas en los puntos altos de la línea, acopladas en la parte superior de la tubería, su función principal es la de evacuar o ventear a la atmósfera el aire o vapores que se encuentran en la operación de llenado; y de igual forma en puntos altos que mantienen gases no licuables que restringen el flujo del ducto, al actuar como una reductora de presión.

#### **2.1.3.1.4.1.4 VÁLVULAS DE DRENAJE**

Se encuentran instaladas en los puntos bajos de la tubería, acopladas en la parte superior, su función es drenar o evacuar el producto en el tramo requerido para efectuar trabajos de mantenimiento o de reparación.

---

<sup>6</sup> Km: kilómetros

#### **2.1.3.1.4.2 OPERACIÓN DE UN OLEODUCTO**

La operación de un oleoducto se fundamenta en el balance de materia del sistema, es decir, el volumen inicial producido, debe ser igual al volumen de producto fiscalizado en la estación de recepción en condiciones normales de temperatura. Las condiciones operativas de caudal y de presión son reguladas continuamente por los cambios volumétricos que se presentan por efectos de la temperatura ambiente en los diferentes tramos del oleoducto.

El petróleo de los tanques de almacenamiento es entregado a presión casi atmosférica a las bombas de alimentación de presión (bombas booster), para alimentar a las bombas de oleoducto que generalmente son de desplazamiento positivo.

## **2.2 SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO**

### **2.2.1 ANTECEDENTES**

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 – Gulf.

El SOTE fue construido a un costo de USD \$ 117'000.000 y sería amortizado en 14 años. Actualmente tiene un valor estimado de USD \$ 915'000.000. La tubería del Oleoducto Transecuatoriano fue diseñada originalmente para transportar 410 .000 BPPD de 30°API, con una capacidad inicial de transporte instalada de 250.000 BPPD, aplicándose una tarifa de transporte de USD\$ 0,24/barril.

El 26 de Julio de 1972 se inauguró el Oleoducto Transecuatoriano con una capacidad de transporte de 250.000 bls/día, con crudo de 30°API. El 16 de Agosto de 1972, CEPE<sup>7</sup> exportó su primer cargamento de 308.283 BP de 28°A PI y 0.5 de BSW, desde el puerto de Balao en la Provincia de Esmeraldas el buque “Texaco Ana Cortés” con destino “Point a Pierre, Trinidad”. Éste crudo se vendió a USD\$

---

<sup>7</sup> CEPE: Corporación Estatal Petrolera.

2,34 el barril. Lo que recibió el Estado como parte correspondiente a las regalías del consorcio Texaco – Gulf.

En mayo de 1985, se realizó una primera ampliación de la capacidad de transporte del SOTE de 250.000 a 300.000 barriles por día de operación, para un crudo de 29°API; el proyecto consistió en incorporar una quinta unidad de bombeo en las 5 estaciones. El 01 de octubre de 1989 PETROTRANSPORTE (hoy Gerencia de Oleoducto), asumió las operaciones del SOTE con personal nacional, en reemplazo de la ex operadora Texaco.

En marzo de 1992 se realizó la segunda ampliación de 300.000 a 325.000 barriles por día de operación, para un petróleo de 28.5°API. El proyecto consistió en incrementar una sexta unidad de bombeo en las 5 estaciones. El 21 de Enero de 1994 el Gobierno Nacional transfiere las instalaciones del SOTE a Petroecuador matriz, bajo la denominación de Gerencia de Oleoducto.

En Octubre de 1999 se realizó la tercera ampliación del SOTE a 390.000 BPPD con la utilización de químicos reductores de fricción, mediante convenios suscritos con las empresas Arco Oriente – Agip Oil e YPF (Repsol – YPF), y fue inaugurada el 24 de Junio de 2000. Consistió en: La construcción de una nueva estación de bombeo, Quinindé; cambio de válvulas reductoras de presión; repotenciación de los motores existentes en Baeza Y Papallacta; y la instalación de una séptima unidad en las 5 estaciones de bombeo. El costo fue de USD\$ 54'842.000.

### **2.2.2 DESCRIPCIÓN SOTE**

Capacidad de bombeo:

- 360.000 BPPD para crudo de 23,7°API.
- 390.000 BPPD para crudo de 23,7°API, utilizando químico reductor de fricción.

Potencia Instalada:

- 101.150 HP en el SOTE.



- 2.500 HP en el OTA<sup>8</sup> (Lago Agrio).

Capacidad de Almacenamiento:

- 2'000.000 barriles en Lago Agrio.
- 3'220.000 barriles en el Terminal de Balao.

Volumen Total transportado: 3.500'000.000 barriles.

### 2.2.3 ESTACIONES DE BOMBEO

El SOTE actualmente cuenta con seis estaciones de bombeo, detalladas a continuación.

**TABLA 2.1 ESTACIONES DE BOMBEO SOTE**

Estación	Ubicación (km)	Unidades de Bombeo	Altitud (msnm)	Potencia (HP)
Lago Agrio	0,00	8	297	17500+2500 OTA
Lumbaqui	66,57	7	850	17500
El Salado	111,72	7	1289	12950
Baeza	164,08	7	2002	20300
Papallacta	189,29	7	3009	20300
Quinindé	420,25	3	97	12600
			<b>TOTAL</b>	<b>103650</b>

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

La Estación de Lumbaqui es la encargada de coordinar con la Estación de Lago Agrio la inyección en el kilómetro 51 de la producción de 85000 BPPD de 31.5°API de la compañía TECPEC, y la Estación Baeza la inyección de 39000 BPPD de 19.1°API correspondientes a la producción del Bloque 10 (AGIP OIL) en el kilómetro 151.

<sup>8</sup> OTA: Oleoducto Transandino.

## 2.2.4 ESTACIONES REDUCTORAS DE PRESIÓN

El SOTE cuenta con cuatro Estaciones Reductoras de presión en el declive occidental de la cordillera.

Las válvulas reductoras de presión operadas automáticamente a través de un sistema hidráulico, ubicadas en cada una de las Estaciones de este tipo, protegen la tubería principal de las sobrepresiones.

**TABLA 2.2 ESTACIONES REDUCTORAS DE PRESIÓN SOTE**

Estación	Ubicación (Km)	Altitud (msnm)
San Juan	261,68	3497
Chiriboga	273,62	1998
La Palma	295,96	1613
Santo Domingo	329,87	566

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

## 2.2.5 TERMINAL MARÍTIMO BALAO

EL Terminal Marítimo Balao es el primer Terminal Petrolero en el Pacífico Sudamericano que tiene un sistema de gestión ambiental con certificación ISO<sup>9</sup> 14001. Cuenta con dos líneas de carga X e Y de 42" y 36" de diámetro respectivamente, cuya longitud es de 5km entre los tanques principales de almacenamiento y la playa; dos monoboyas X e Y tipo SBM con la configuración Lazy "S" alejadas 7,2km desde la playa, capaces de cargar simultáneamente buques de hasta 100.000 DWT<sup>10</sup>.

La monoboya "X" está conectada a las instalaciones terrestres por una línea submarina de 42" de diámetro con capacidad máxima de carga de 84.000 Bls/h. la monoboya "Y" se halla conectada a las instalaciones terrestres por una tubería submarina de 36" de diámetro nominal con capacidad máxima de carga de 56.000 Bls/h. actualmente las dos monoboyas tienen una capacidad de carga de 32.000 y

<sup>9</sup> ISO: International Organization for Standards.

<sup>10</sup> DWT: Toneladas Netas.

28.000 Bls/h, limitadas por el diámetro de las mangueras flotantes que conectan a las monoboyas con los buque-tanques.

### **2.2.6 TUBERÍA**

La tubería del SOTE tiene especificación API 5LX 60; con una extensión de 497,7km, posee un diámetro de 26” durante 429,4km y 68,2km con un diámetro de 20”. El ducto principal cruza la cordillera de los Andes y llega hasta una altura máxima de 4096 metros sobre el nivel del mar, cerca de la Virgen, en Papallacta.

El 65% de la tubería se encuentra enterrada y protegida mediante recubrimiento exterior; el resto descansa en forma aérea sobre marcos “H”. El espesor de la tubería varía en forma telescópica, de un mínimo de 0,344” hasta un máximo de 0,812”.

## **2.3 OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS**

### **2.3.1 RESEÑA HISTÓRICA**

El 5 de Enero de 1998 el Directorio de Petroecuador, aprobó dos proyectos, la construcción del nuevo oleoducto de crudos pesados y el desarrollo del eje estructural denominado Ishipingo- Tambococha, Tiputini- Imuya. ITTI. La obra costó 1.000 millones de dólares

El proyecto se inició en agosto del 2001 y finalizó el año 2003. El OCP comenzó a promover un segundo auge petrolero en la Amazonía ecuatoriana.

El gobierno ecuatoriano considera que durante los próximos cinco años se invertirán más de US\$ 2,5 mil millones de dólares americanos en la exploración y facilidades de producción para utilizar la capacidad del oleoducto. Se espera que la mayoría de las reservas de crudo pesado destinadas para el oleoducto sean encontradas en áreas protegidas como el Parque Nacional Yasuni, Limoncocha, Pañacocha, y la Reserva Cuyabeno.

El Consorcio está integrado por la compañía estadounidense Occidental Petroleum Corp (Bloque 15); Agip, que es filial de la italiana Eni SpA; AEC

Ecuador Ltd de Canadá (Andes Petroleum); la estatal brasileña Petrobras; la española- argentina Repsol-YPF y la francesa Perenco, que son los mayores inversionistas foráneos en Ecuador.

El OCP es el último oleoducto que acaba de ser construido en el mundo y el primero privado en el Ecuador después de la desmonopolización del sector petrolero en 1993, con la esperanza de abrir más frentes de inversión en los campos de la región amazónica. La nueva infraestructura duplicará la capacidad de transporte del crudo y la producción nacional que bordea los 400 mil barriles diarios.

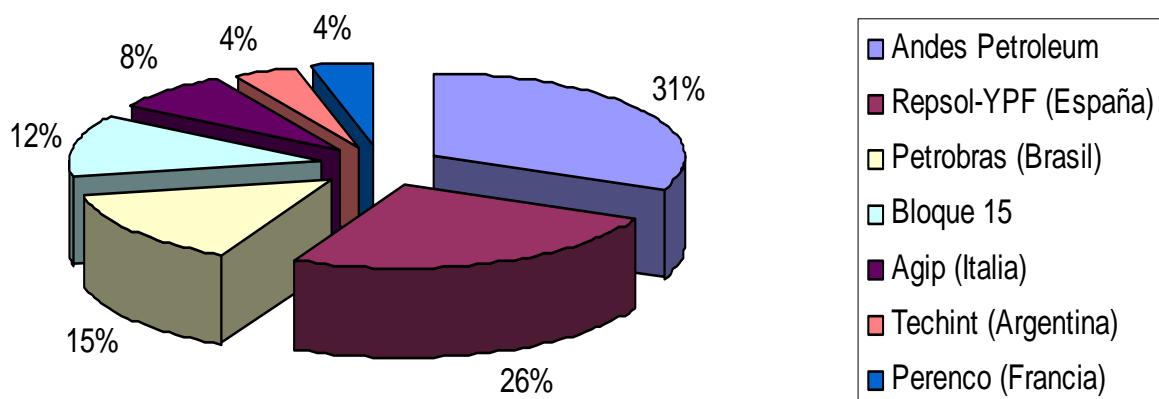
Porcentaje de propiedad de los miembros del consorcio de OCP Ltd.

**TABLA 2.3 MIEMBROS DEL CONSORCIO OCP**

<b>Andes Petroleum</b>	31.4
<b>Repsol-YPF (España)</b>	25.69
<b>Petrobras (Brasil)</b>	15
<b>Bloque 15</b>	12.26
<b>Agip (Italia)</b>	7.51
<b>Techint (Argentina)</b>	4.12
<b>Perenco (Francia)</b>	4.02

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

**GRÁFICA 2.1 PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DEL CONSORCIO OCP**



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Fue el primer proyecto de estas características que se llevó a cabo bajo las regulaciones ecuatorianas que permiten la posesión privada y facilidades privadas para las operaciones hidrocarburíferas. La ley, denominada TROLE II, formó parte del plan de rescate económico estipulado por el Fondo Internacional Monetario y el Banco Mundial en respuesta a la deuda externa ecuatoriana de casi \$16 mil millones.

### **2.3.2 DATOS TECNICOS DE OCP**

El "OCP" es un sistema de transporte integrado por un oleoducto de aproximadamente 500 Km. de longitud, que conecta instalaciones para la recepción del crudo en Nueva Loja (Lago Agrio) con aquéllas para su entrega en puerto ubicado en Esmeraldas. El sistema incluye instalaciones necesarias para el almacenamiento, mezcla, bombeo, reducción de presión y carga en buques del crudo transportado.

El OCP sigue un recorrido que es principalmente adyacente a la ruta del SOTE, excepto por la desviación en el área Norte de Quito y otras necesarias para mantener la integridad tanto del OCP como de otros ductos existentes en el área de derecho de vía del **SOTE**. La elección de esta ruta busca satisfacer el objetivo primordial de minimizar el impacto ambiental, optimizar la seguridad y reducir el tiempo requerido para su construcción.

El **OCP** es totalmente independiente del **SOTE** y está compuesto por:

- Tanques de recepción de petróleo pesado de 1'200.000 barriles de capacidad operacional (1'356.000 barriles de capacidad nominal, ubicado en la localidad de Nueva Loja (Lago Agrio) Terminal de Crudo Amazonas.
- Tubería de acero de alta presión, aproximadamente 500 Km de longitud que une Nueva Loja (Lago Agrio) con Esmeraldas. Sus diámetros son de 24" - 32" - 34" y 36".
- Tres estaciones de bombeo intermedias ubicadas en las cercanías de Cayagama (PS-2), Sardinas (PS-3), y Paramo (PS-3).

- Dos estaciones de reducción ubicada en las cercanías de Chilquilpe (PRS-1) y Puerto Quito (PRS-2).
- Una estación automática de control de presión ubicada en las cercanías de Quinindé.
- Un parque de tanques de almacenamiento de petróleo (crudo de exportación) de 3'750.000 barriles de capacidad operacional (4'237.500 barriles de capacidad nominal) ubicado cerca de Esmeraldas, denominado Terminal Marítimo OCP.
- Un terminal marítimo off-shore para carga de buques petroleros, compuesto por dos líneas independientes.
- Un sistema de telecomunicaciones, control y adquisición de datos (SCADA) con control local en cada facilidad del sistema del oleoducto (PLG), interconectadas vía cable de fibra óptica con satélite uno stand-by del otro.

Para diferenciar los nombres de las estaciones entre OCP Ecuador S.A. y SOTE, han sido adoptados nombres propios. El criterio utilizado fue asignar el nombre de la "facilidad", tomando en cuenta el nombre de la población más cercana y el sitio geográfico de referencia.

#### **NOMBRE ANTIGUO**

#### **NOMBRE NUEVO**

Terminal de Crudo Lago Agrio	Terminal de Crudo Amazonas
Estación de Bombeo Lago Agrio	Estación de Bombeo Amazonas (PS-1)
Estación de Bombeo Lumbaqui	Estación de Bombeo Cayagama (PS-2)
Estación de Bombeo Salado	Eliminada
Estación de Bombeo Baeza	Estación de Bombeo Sardinas (PS-3)
Estación de Bombeo Papallacta	Estación de Bombeo Páramo (PS-4)

Estación Reductora de Presión Chiquilpe	Estación Reductora de Presión Chiquilpe (PRS-1)
Estación Reductora de Presión Maldonado	Estación Reductora de Presión Maldonado Puerto Quito (PRS-2)
Terminal Marítimo Balao	Terminal Marítimo OCP

### 2.3.2.1 GENERAL

El oleoducto está destinado al transporte de crudo pesado (de 18° API a 24° API), recibido en Amazonas (KP<sup>11</sup> 0) y en Sardinas

(Punto de inyección de Agio, KP 150), a través de la cordillera de los Andes hasta el Terminal Marino de OCP (KP 490).

- **Caudal Máximo de Diseño:**

*471,300 BPD desde KP 0 hasta KP 150 (de 18°API a 24 °API)*

*517,300 BPD desde KP 150 hasta KP 490 (de 18°API a 24°API)*

Considerando un margen del 13% para cubrir los requerimientos de combustible, pérdidas en la línea, BS&W (sedimento básico y agua) y un Factor de Servicio de 10%, resultan los caudales de crudo netos siguientes:

- **Caudal Sostenible:**

*410,000 BPD desde KP 0 hasta KP 150 (de 18°API a 24 °API)*

*450,000 BPD desde KP 150 hasta KP 490 (de 18°API a 24°API)*

### 2.3.2.2 TERMINAL MARINO EN KP 490

Consta de 5 tanques de techo flotante con una capacidad operativa de 750,000 barriles cada uno Boya A para buques tanque de 50,000-250,000 DWT (toneladas de peso muerto) a 60,000 BPH.

---

<sup>11</sup> KP: Kick off Point.

Boya B para buques tanque de 50,000-130,000 DWT a 60,000 BPH (inicialmente se instalará solamente una manguera flotante, dada que el caudal requerido será menor al de diseño). Ambas boyas pueden cargar simultáneamente.

Está ubicado en Punta Gorda a 15 kilómetros de Esmeraldas. En el área Terrestre se encuentran las instalaciones de recepción y almacenamiento. En el área Marítima están las instalaciones costa afuera para la carga de los tanqueros. El Terminal tiene autonomía de operación y es parte del Sistema Portuario Nacional.

**FIGURA 2.1 TRAYECTORIA DEL OCP**



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

### 2.3.3 DATOS ECONÓMICOS OCP

A partir de enero de 2004, el oleoducto de crudos pesados (OCP), de \$1 400 millones, es la infraestructura más moderna y con tecnología de punta de la industria hidrocarburífera de este país.

La construcción del sistema de transporte de crudos pesados OCP, permitió que en 25 meses se ejecute en el país una inversión total estimada en \$ 1.400 millones.



Dentro de este rubro de inversión estimada, además del presupuesto de construcción, se encuentra el pago de impuesto y aranceles del componente importado de la inversión, el financiamiento de la obra, el gerenciamiento del proyecto, adquisición de tierras y un margen de contingentes.

**TABLA 2.4 PRESUPUESTO OCP**

<b>Presupuesto estimado del proyecto a la fecha de vigencia</b>	<b>En millones USD</b>
<b>Costos de ingeniería y realización</b>	<b>697</b>
<b>Gestión del proyecto</b>	<b>23,1</b>
<b>Adquisición de terrenos</b>	<b>15,0</b>
<b>Costos previos a la operación</b>	<b>22,3</b>
<b>Otros</b>	<b>12,2</b>
<b>Costos de financiación durante la construcción</b>	<b>125,8</b>
<b>Contingencias</b>	<b>84,6</b>
<b>Impuesto sobre el valor añadido y aranceles a la importación pagaderos al Estado</b>	<b>140,0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1,400</b>

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

Los costos estimados del proyecto estuvieron sujetos a cambios por diversas razones, incluyendo, cambios en el alcance del proyecto, cambios en la ingeniería, diseño, fuerza mayor, cambios en los costos de financiación y tributación tenidos en cuenta en la elaboración de este presupuesto estimado.

Durante el plazo del contrato, el efecto positivo que registrará la Balanza de Pagos es de US\$ 26 mil millones, mientras que el saldo neto positivo a favor del fisco será de por lo menos US\$ 5.800 millones, monto explicado fundamentalmente por ingresos petroleros netos de US\$ 3.800 millones y por IVA e Impuesto a la Renta pagado por no menos de US\$ 700 millones. En lo social, se

espera que la construcción del OCP genere alrededor de 52.000 puestos de trabajos directos e indirectos.

**La compañía cuenta con los siguientes seguros:**

- 1) “De todo riesgo”, que cubre el oleoducto y todos los bienes.
- 2) De “responsabilidad civil”, por los daños materiales o personales a terceros.
- 3) De “protección por daños al medio ambiente”.

Es importante recalcar que al terminarse el plazo del contrato, la compañía matriz (OCP Ltda.), o sus sucesores, transferirán al Estado la totalidad de las acciones emitidas por la compañía, sin costo alguno.

### **2.3.4 FINANCIAMIENTO DEL OCP**

El contrato del oleoducto entre el gobierno ecuatoriano y el consorcio de OCP es una concesión de 20 años de tipo BOOT<sup>12</sup>. El 10 de junio de 2001 con la finalidad de asegurar este proyecto, el consorcio logró el financiamiento del proyecto mediante un préstamo de US\$900 millones de dólares, los cuales serán pagados en 17 años, por Westdeutsche Landesbanke de Alemania, el cual planea formar un sindicato con otros bancos importantes para participar en el préstamo.

Se dice que con un buen mantenimiento, la vida útil del OCP puede prolongarse a unos 50 años y que después de ser operado durante 20 años por sus inversionistas privados será revertido totalmente al Estado Ecuatoriano.

## **2.4 TUBERÍA DE OLEODUCTOS SECUNDARIOS**

El transporte de hidrocarburos en el distrito Amazónico ha sido dividido en 2 sectores:

- Sector Norte
  
- Sector Sur

---

<sup>12</sup> BOOT: sigla inglesa de Construir, Poseer, Operar, Transferir.

## 2.4.1 SECTOR NORTE

Está constituido por los siguientes oleoductos secundarios:

TABLA 2.5 SECTOR NORTE

Resumen de Tuberías Principales Sector Norte		Distancia (Km)
Cuyabeno	Lago Agrio	107.6
Sucumbíos	Lago Agrio	46.70
Parahuacu	Lago Agrio	23.60
<b>Total</b>		<b>177.90</b>

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

Así como de los siguientes ramales:

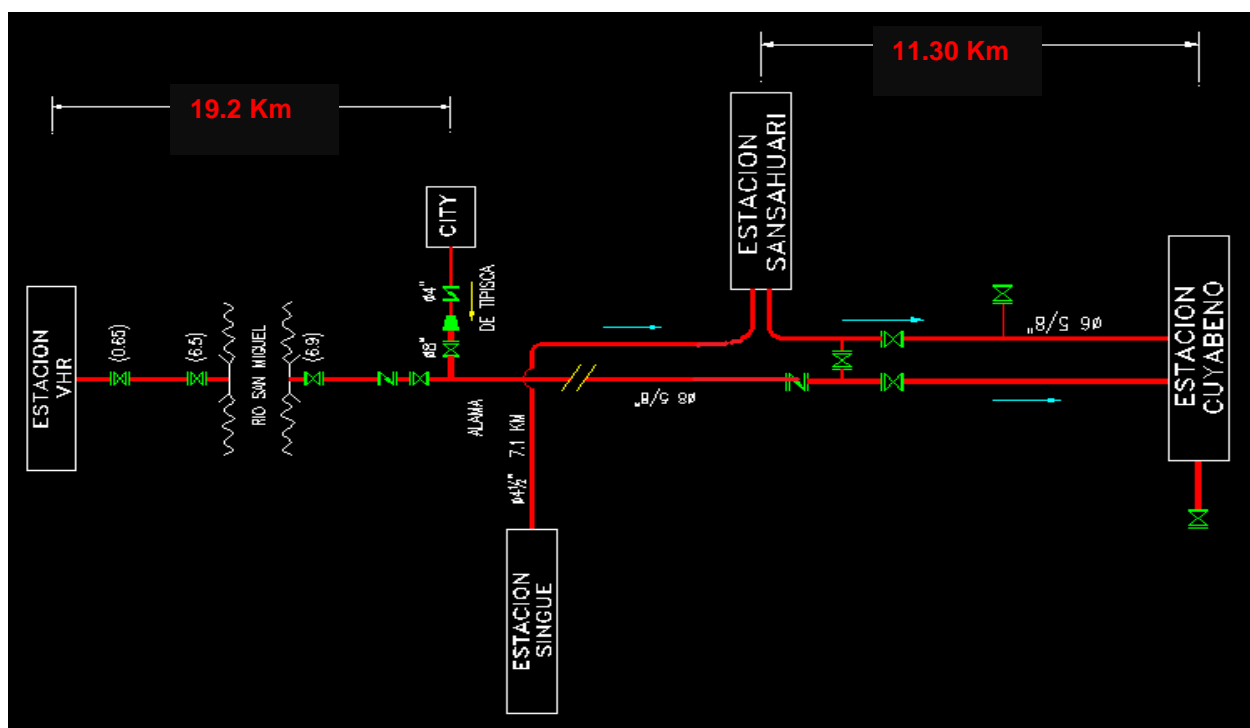
### 2.4.1.1 RAMAL CUYABENO

VHR – Cuyabeno 39.30 Km

Sansahuari – Cuyabeno 11.30 Km

Singue – Sansahuari 7.10 Km

FIGURA 2.2 RAMAL DE TUBERÍAS CUYABENNO

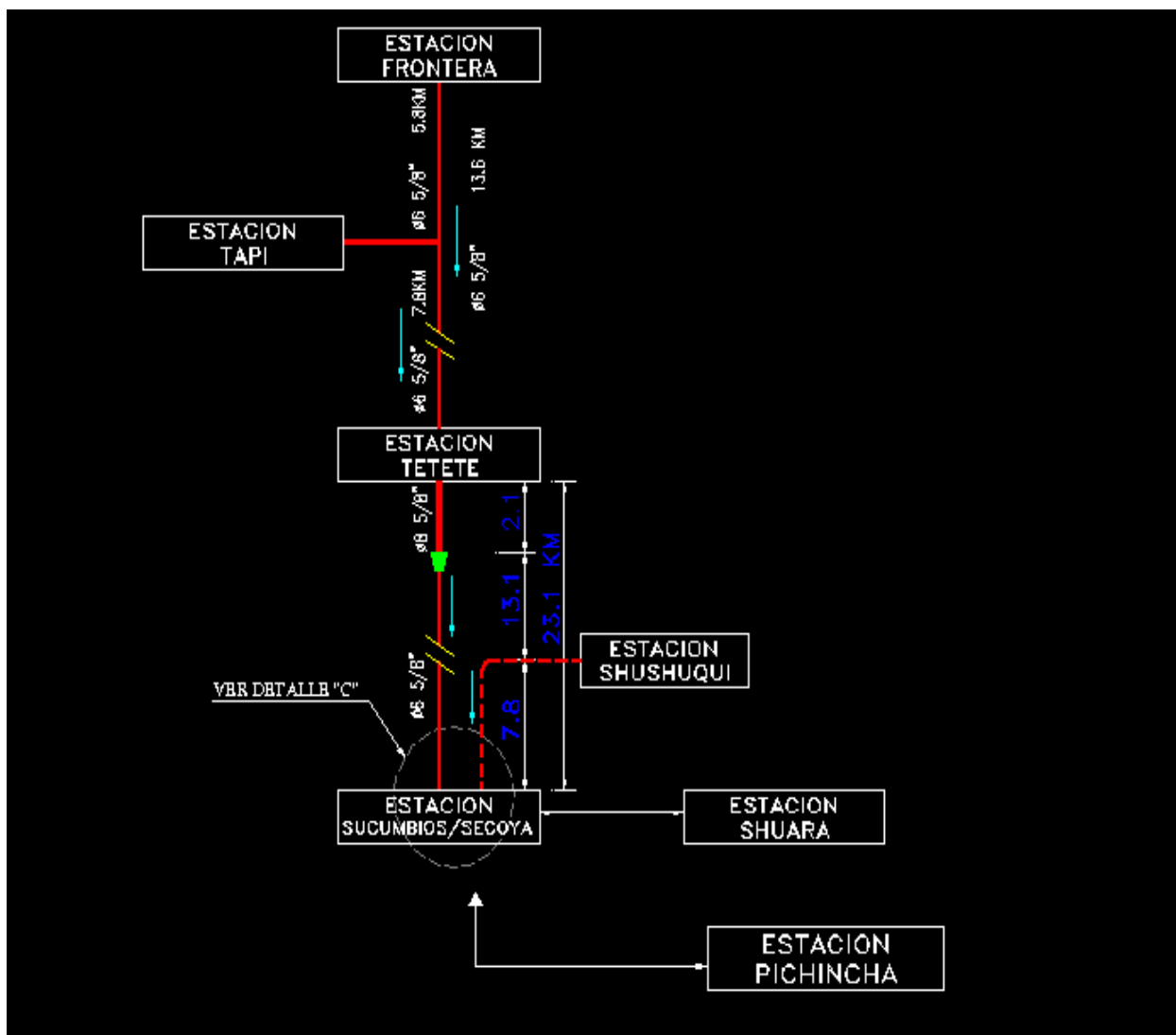


FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

### 2.4.1.2 RAMAL SECOYA

Frontera	–	TTT	13.6 Km
Tapi	–	TTT	5.8 Km
TTT	–	Secoya	23.1 Km
Shushuqui	–	Secoya	7.8 Km
Shuara	–	Secoya	4.42 Km
Pichincha	–	Secoya	10.44 Km

FIGURA 2.3 RAMAL DE TUBERÍAS SECOYA



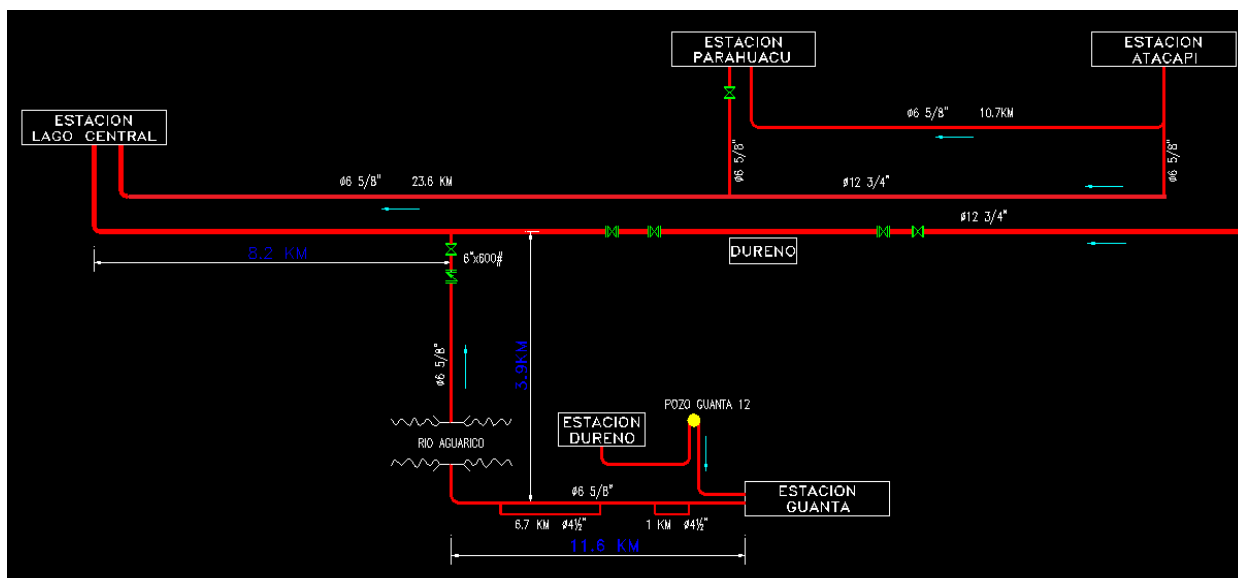
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

### 2.4.1.3 RAMAL ATACAPI - PARAHUACU

Atacapi – Parahuacu / Guanta 10.70 Km

Guanta – Línea Cuy 15.50 Km

FIGURA 2.4 RAMAL DE TUBERÍAS ATACAPI - PARAHUACU



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

### 2.4.2 SECTOR SUR

Está constituido por las siguientes líneas principales:

TABLA 2.6 SECTOR SUR

Resumen de Tuberías Principales Sector Sur		Distancia (Km)
Tiguino	Cononaco	16.355
Cononaco	Auca Central	48.386
Auca Central	Sacha Central	40.894
Sacha Central	Lago Agrio	50.840
<b>Total</b>		<b>156.475</b>

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

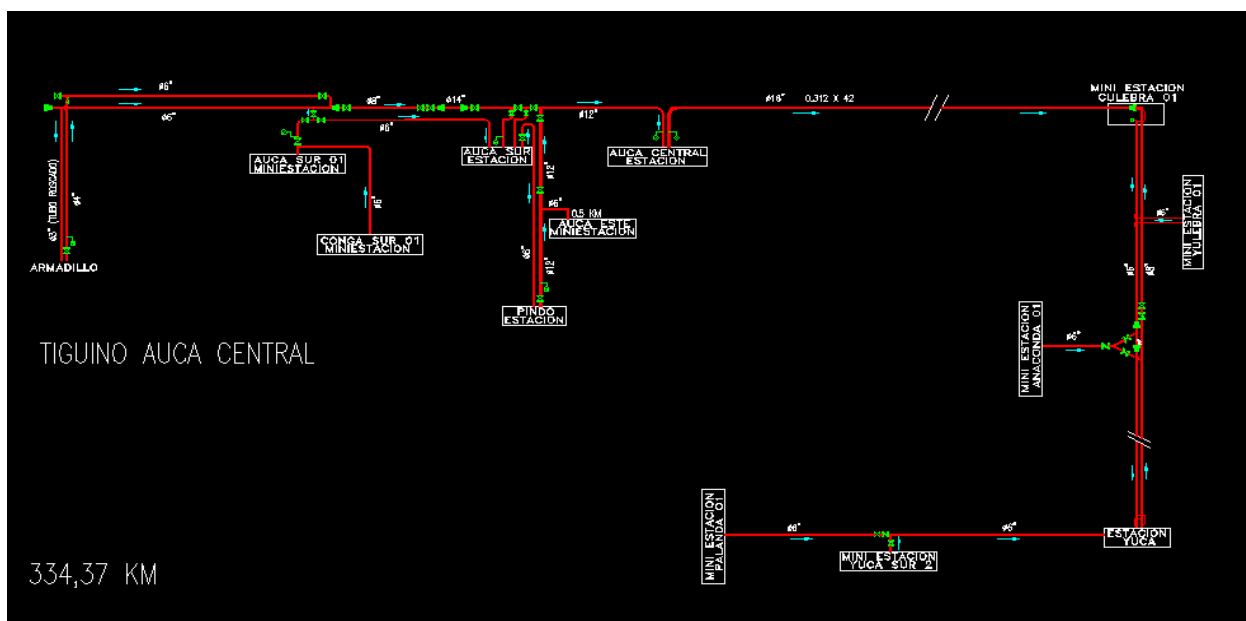
ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

Así como de los siguientes Ramales:

### 2.4.2.1 RAMAL AUCA

Armadillo	-	Cruce Vía	9.189 Km
Pindo	-	Cruce Vía	13 Km
Yuca	-	Culebra	17.125 Km
Yulebra	-	Cruce Vía	1.6 Km
Anaconda	-	Cruce Vía	2.7 Km
Palanda	-	Yuca	12.8 Km
Palanda	-	Yuca Sur	6.1 Km

FIGURA 2.5 RAMAL DE TUBERÍAS AUCA

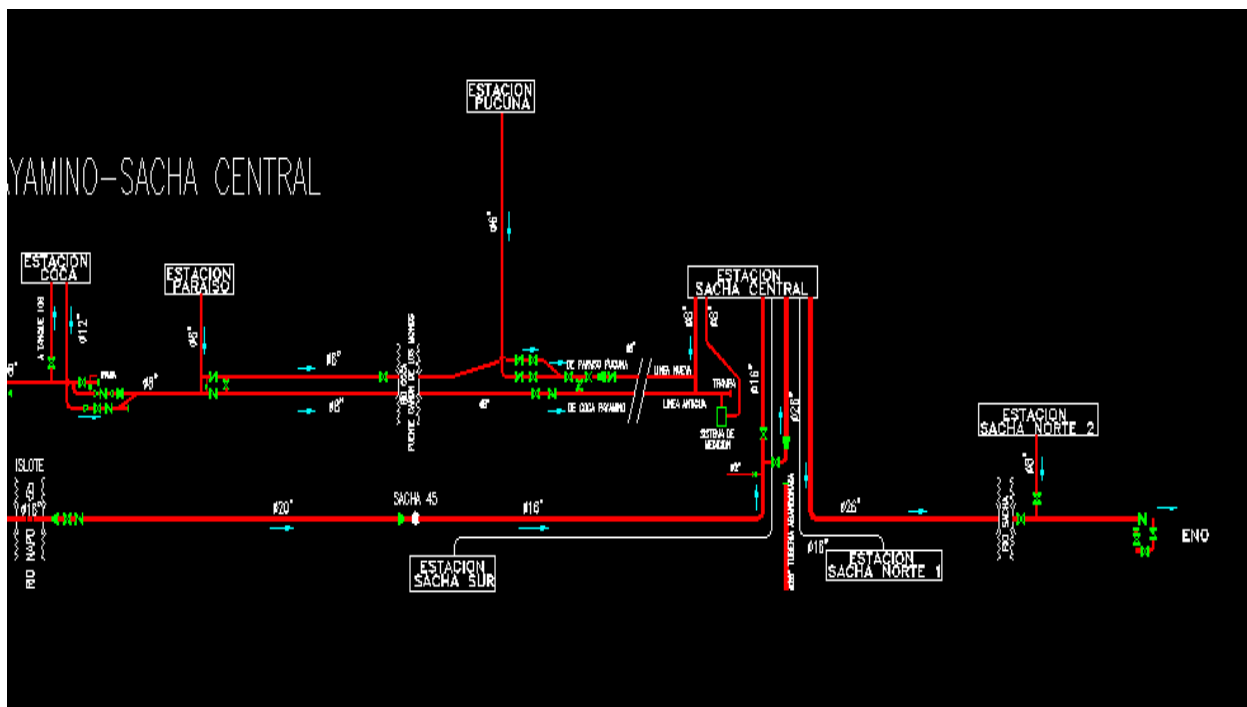


FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

### 2.4.2.2 RAMAL SACHA

Pucuna	-	Y	11.90 Km
Paraíso	-	Y	7.922 Km
Y	-	Sacha	14.054 Km
Coca	-	Sacha	33.372 Km

**FIGURA 2.6 RAMAL DE TUBERÍAS SACHA**

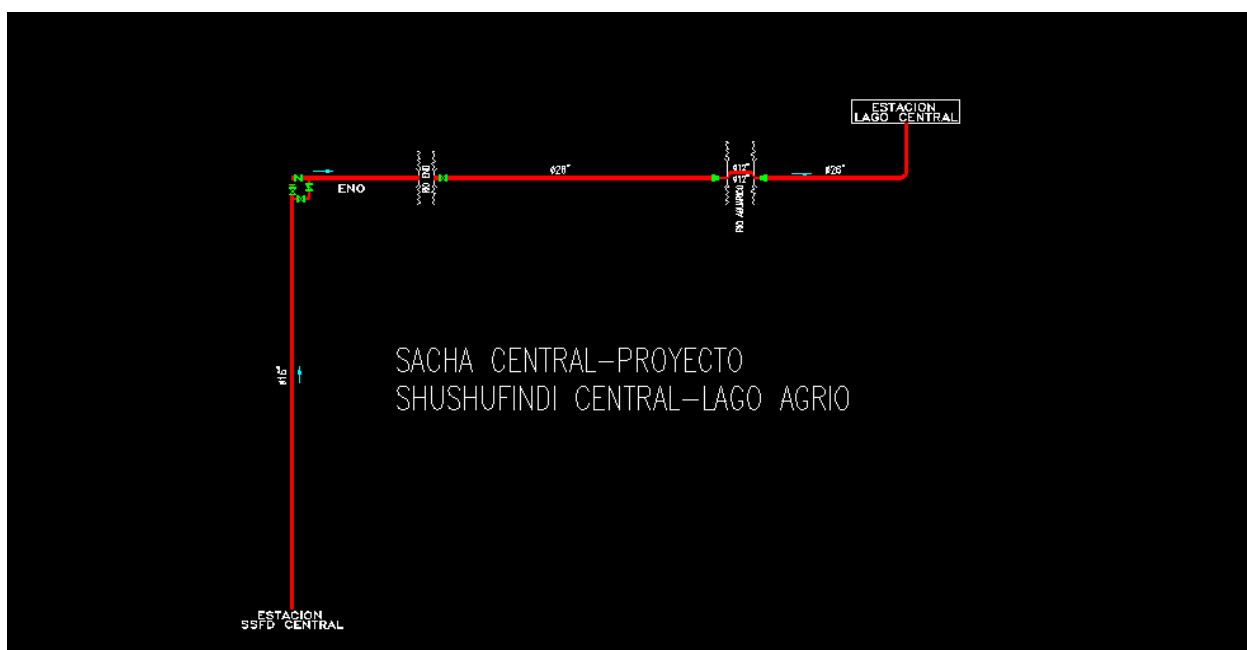


FUENTE: PETROPRODUCCION

### 2.4.2.3 RAMAL SHUSHUFINDI

Shushufindi	-	Proyecto	23.2 Km
Proyecto	-	Lago	31.40 Km

**FIGURA 2.7 RAMAL DE TUBERÍAS SHUSHUFINDI**



FUENTE: PETROPRODUCCION

## 2.5 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

### 2.5.1 PROPIEDADES FUNDAMENTALES DE LOS FLUIDOS

Los Fluidos poseen partículas que pueden moverse y cambiar sus posiciones relativas sin crear separación de masa. No ofrecen resistencia apreciable alguna a los cambios de forma de acuerdo al recipiente que los contiene o con los que entra en contacto. Se dividen en líquidos y gases.

Los líquidos poseen superficies libres, una masa determinada de líquido ocupará solamente un volumen determinado de un recipiente. Los líquidos son prácticamente incompresibles.

Los gases no poseen superficies libres, una masa determinada de gas ocuparía todo el volumen del recipiente que lo contiene, no importando el volumen de este recipiente. Los gases son comprimibles.

### 2.5.2 PROPIEDADES GENERALES DE LOS FLUIDOS

#### 2.5.2.1 PESO UNITARIO O ESPECÍFICO (W)

Es el peso de un fluido o sólido por unidad de volumen. En el sistema Inglés Práctico o Gravitacional de Ingeniería se expresa en:

$$w = \frac{p(\text{en } lbf)}{V(\text{en } pie\_cubico)} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

donde:  $w$  = peso unitario en lbs/pie<sup>3</sup>

$p$  = peso

$V$  = Volumen

Ejemplo, el agua pesa 62.37 lbs a 60°F

$$\frac{\text{newton}}{m^3} = \frac{N}{m^3}$$



En el sistema SI<sup>13</sup> la unidad es

En el sistema Métrico Cegesimal (Métrico Absoluto) la unidad sería  $\frac{\text{dina}}{\text{cm}^3}$

En el Sistema Métrico de Ingeniería la unidad sería  $\frac{\text{gramo} \cdot \text{fuerza}}{\text{cm}^3}$

### 2.5.2.2 DENSIDAD DE MASA O DENSIDAD ( $\rho = \text{RHO}$ )

Es la masa de un fluido o sólido por unidad de volumen. En el sistema Inglés Práctico o Gravitacional de Ingeniería la unidad se representa por:

$$\rho = \frac{m(\text{en Slug})}{V(\text{en pie}^3)} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Como  $\text{Slug} = \frac{\text{lb} \cdot \text{s}^2}{\text{pie}}$ , substituyendo arriba tenemos:

$$= \frac{\text{lb} \cdot \text{s}^2}{\text{pie} \cdot \text{pie}^3} = \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} * \frac{1}{\frac{\text{pie}}{\text{s}^2}} = \frac{w}{g}$$

donde:  $m = \text{masa}$

$w = \text{peso unitario}$

$g = \text{aceleración de la gravedad en } \text{pie}/\text{s}^2 = 32.2$

Por ejemplo, a 52°F la densidad de masa del agua pura es de:

$$\frac{62.4 \frac{\text{lbs}}{\text{pie}^3}}{32.2 \frac{\text{pie}}{\text{s}^2}} = 1.94 \frac{\text{lbs} \cdot \text{s}^2}{\text{pie} * \text{pie}^3} = 1.94 \frac{\text{slug}}{\text{pie}^3}$$

En el sistema Métrico la densidad de Masa se define en Gramos/cm<sup>3</sup>. (por tanto, es numéricamente igual a la gravedad específica del fluido a 40°C).

En el sistema SI la unidad sería  $\frac{\text{Kilogramo}}{\text{m}^3}$

En el sistema Cegesimal la unidad sería (métrico absoluto).  $\frac{\text{gramo} \cdot \text{masa}}{\text{cm}^3}$

<sup>13</sup> SI: Sistema Internacional

### 2.5.2.3 GRAVEDAD ESPECÍFICA (S)

Se define como la relación que existe entre el peso de un volumen de fluido y el peso de un volumen igual de agua destilada, a la misma temperatura. Ambos pesos corregidos por la flotación del aire. Cuando hablamos de gravedad específica hay que definirla en función de líquidos y sólidos y en función de gases.

- Cuando se define en función de líquidos y sólidos es la relación del peso unitario o específico de un líquido o sólido al peso unitario del agua pura a 4 °C (39.2 °F). A esta temperatura, el agua posee su valor máximo de peso, equivalente a 62.427 lbs/pie cúbico.

Por ejemplo, la gravedad específica de la gasolina es de 0.728 a 60 °F.

- Cuando se define la gravedad específica en función de gases se refiere a la relación del gas en cuestión con relación al aire libre de CO<sub>2</sub> o al Hidrógeno, ambos a 0 °C (=32 °F) y 14.69 psia de presión absoluta.

$$S_g = R (\text{aire}) / R (\text{gas}) = M (\text{gas}) / M (\text{aire}) \quad (\text{Ec. 2.3})$$

### 2.5.2.4 VISCOSIDAD

Es la facilidad que tiene un fluido para fluir cuando se le aplica una fuerza externa.

La viscosidad de los líquidos disminuye con el aumento de la temperatura. La viscosidad de los gases aumenta con el aumento de la temperatura.

*El índice de viscosidad* es la medida empírica del cambio de viscosidad con la temperatura en un hidrocarburo. Un alto índice de viscosidad indica buena tendencia a resistir los cambios de viscosidad del hidrocarburo con la temperatura. Se calcula a partir de las viscosidades medidas a 40°C<sup>14</sup> y a 100°C.

### 2.5.2.5 UNIDADES DE LA VISCOSIDAD

En el sistema Inglés Práctico = slug/pie.s=lbs.s/pie<sup>2</sup>

---

<sup>14</sup> °C: Grados Centrígrados

En el sistema Métrico la unidad es el Poise (P), que se define así:  $\text{DINA.s/ cm}^2$  y como un centipoise (cP)  $1/100$  de Poise. Es decir, un Centipoise = 0.01 Poise.

La viscosidad dinámica del agua pura a  $20^\circ\text{C}$  es igual a 1.0 centipoise.

En el Sistema Internacional (SI) un Poise =  $0.1\text{N.s/m}^2$

#### 2.5.2.6 VISCOSIDAD DINÁMICA (V = NU):

Se define como la relación de la viscosidad dinámica de un fluido a su densidad de masa. Es decir:

$$v(\text{Centistokes}) = \frac{\mu(\text{centipoise})}{\rho'(\text{gramos / cm}^3)}$$

(Ec. 2.4)

En el sistema Cegesimal se define como el Stoke y es equivalente a:  $\text{cm}^2/\text{s}$ .

$$1\text{cm}^2/\text{s} = \text{St}$$

En el Sistema Internacional (SI)

$$1 \text{ Stoke} = 10^{-4} \text{ m}^2 / \text{s}$$

$$1\text{cSt} = 10^{-6} \text{ m}^2 / \text{s}$$

#### 2.5.2.7 COHESIÓN

Es la atracción molecular entre moléculas semejantes.

#### 2.5.2.8 ADHESIÓN

Es la atracción molecular entre moléculas diferentes.

## 2.6 RÉGIMENES DE FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍAS

### 2.6.1 NÚMERO DE REYNOLDS

Las investigaciones de Osborne Reynolds han demostrado que el régimen de flujo en tuberías, es decir, si es laminar o turbulento, depende del diámetro de la tubería, de la densidad y la viscosidad del fluido, y de la velocidad del flujo. El

valor numérico de una combinación adimensional de estas cuatro variables, conocido como el número de Reynolds, puede considerarse como la relación de las fuerzas dinámicas de la masa del fluido respecto a los esfuerzos de deformación ocasionados por la viscosidad.

El número de Reynolds es:

$$\text{Re} = \frac{Dv\rho}{\mu'} \text{ o } \frac{dv\rho}{\mu} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Para estudios técnicos, el régimen de flujo en tuberías se considera:

**Flujo Turbulento (Re  $\geq$  4000):** Se caracteriza porque las partículas de fluido siguen trayectorias muy irregulares.

**Flujo Laminar (Re  $\leq$  2000):** Aquí las partículas del fluido se mueven a lo largo de trayectorias bastantes regulares, dando la impresión de que se trata de laminas o capas más o menos paralelas entre sí, deslizándose suavemente unas sobre otras.

**Flujo de Transición (2000  $\leq$  Re  $\leq$  4000):** Es aquel cuya velocidad no cambia y permanece constante en la misma dirección, no existen cambios de densidad, presión o temperatura con el tiempo.

## 2.7 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DEL DISTRITO AMAZÓNICO

A continuación se presentan las características del crudo ACT'S en el Distrito Amazónico, las cuales nos servirán posteriormente para la correcta selección del medidor.

## 2.7.1 ÁREA LAGO AGRIO

TABLA 2.7 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO LAGO AGRIO

PARAMETROS	UNIDADES	NORMA ASTM	CAMPO LAGO GUANTA		
			LAGO NORTE	LAGO CENTRAL	GUANTA
API OBS /TEMP ° F	°API/°F	D 1298-85	29,8/72°F	31,5/70°F	31,2/82°F
API 60 °F	° API		29	30,5	29,8
API SECO	° API		29,02	30,54	29,84
GRAVEDAD ESPECIFICA			0,8816	0,8734	0,8772
AGUA LIBRE	%	D 96-88	0,1	0,1	0,1
EMULSION	%		0	0	0
SEDIMENTOS	%		0	0	0
PARAFINA	%		2	1,8	0,4
BSW	%		0,1	0,2	0,2
BSW POR DESTILACION	%	D 40006-81	0,038	0,014	0,011
SÓLIDOS POR EXTRAC	%	D 473-81	0,140	0,250	0,3
BSW TOTAL	%		0,178	0,264	0,311
AZUFRE	% PESO	D 4294-90	0,7316	0,6354	0,8590
SAL EN CRUDO	lbNaCl/1000bls	D 3230-89	17,99	30,26	45,17
PODER CALORIFICO	BTU/ lbs	D 240-92	19050	19100	19000
PODER CALORIFICO	Kj / Kg		44216	44332	44100
PODER CALORIFICO	K/ CAL		10561	10589	10533
VISCOSIDAD cSt 80 ° F	cSt	D 445-88	15,74	13,18	17,3
VISCOSIDAD cSt 104 ° F	cSt		12,16	9,37	12,68
VISCOSIDAD cSt 120 ° F	cSt		10,4	7,66	10,55
CENIZAS	% PESO	D 482-91	0,0493	0,0616	0,0572
CARBON CONRADSON	% PESO	D 189-88	0,135	0,1498	0,1225
DESCOMPOSIC TERMIC (FK)	-		585	595	575
TEMP MEDIA VOLUMETR	° F		451	439	412
RELAC CARBON HIDROG	C/H		7,4	7,2	7,4
FACTOR DE CARACTERIZAC	Koup		11,1	11,10	10,9
CALOR LATENT VAPORIZAC	BTU		112	113	118
PESO MOLECULAR	G/MOL		175	170	160
DESTILACION	° F	D 86-90	PE = 180°F	PE = 140°F	PE= 170° F
DESTILACION	° F	D 86-90	5 % = 220	5 % = 205	5 % = 235
DESTILACION	° F	D 86-90	10 % = 275	10 % = 252	10 % = 270
DESTILACION	° F	D 86-90	20 % = 360	20 % = 340	20 % = 355
DESTILACION	° F	D 86-90	30 % = 475	30 % = 455	30 % = 450
DESTILACION	° F	D 86-90	40 % = 560	40 % = 551	40 % = 575
DESTILACION	° F	D 86-90	49 % = 585	48 % = 595	

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

## 2.7.2 ÁREA LIBERTADOR

TABLA 2.8 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO LIBERTADOR

PARAMETROS	UNIDADES	NORMA ASTM	ESTACIONES			
			VHR	SANSH	CITY ORIENTE	CUYABENO
API OBSV /TEMP ° F			29,8 / 76°F	26,4 / 78°F	22,2 / 72° F	26,5 / 72° F
API 60 °F	° API	D-1298	28,8	25,3	21,5	25,8
API SECO	° API		28,82	25,31	21,52	25,85
GRAVEDAD ESPECF			0,8827	0,9024	0,9248	0,8995
AGUA LIBRE	%	96/88	0,1	0,1	0,2	0,3
EMULSION	%		0	0	0	0
SEDIMENTOS	%		0	0	0	0
PARAFINA	%		0,8	0,5	0,2	0,3
BSW	%		0,1	0,1	0,2	0,3
BSW POR DESTILAC	%	D - 40006	0,100	0,200	0,400	0,400
SÓLIDOS POR EXTRAC	%	D - 473	0,014	0,018	0,036	0,027
BSW TOTAL	%	D 4006	0,114	0,218	0,436	0,427
AZUFRE	% PESO	D-4294	0,854	1,116	1,631	1,134
SAL EN CRUDO	lbNaCl/1000bls	D - 3230	7,3	12,4	25,43	12,8
PODER CALORIF	BTU/ lbs	D-240	18950	18700	18500	18750
PODER CALORIF	Kj / Kg		44020	43439,7	42975,13	43555,8
PODER CALORIF	K/ CAL		10507	10369,15	10258,25	10396,87
VISCOSIDAD cSt 80 ° F	cSt	D-445	17,83	51,77	259,06	46,02
VISCOSIDAD cSt 104 ° F	cSt		15,04	31,22	123,46	28,94
VISCOSIDAD cSt 120 ° F	cSt		13,53	23,25	80,58	22,04
CENIZAS	% PESO	D-482	0,080	0,092	0,122	0,090
CARBON CONRADSON	% PESO	D-189	0,296	0,14	0,142	0,181
DESCOMPOSIC TERM (FK)	-		535	550	565	545
TEMP MEDIA VOLUMET	° F		408	433,2	427	426,5
RELAC CARBON HIDROG	C/H		7,5	7,9	8,3	7,8
FACTOR CARACTERIZAC	Koup		10,85	10,7	10,2	10,6
CALOR LATENT VAPORIZ	BTU		115	115	123	115
PESO MOLECULAR	G/MOL		160	170	150	160
DESTILACIÒN	° F	D-86	PE= 145° F	PE = 145 °F	PE = 156 °F	PE = 153 °F
DESTILACIÒN	° F	D-86	5 % - 200	5 % - 210	5 % - 240	5 % - 210
DESTILACIÒN	° F	D-86	10 % - 260	10 % - 278	10 % - 325	10 % - 270
DESTILACIÒN	° F	D-86	20% - 360	20 % - 400	20 % - 455	20 % - 395
DESTILACIÒN	° F	D-86	30% - 480	30 % - 505	30 % - 550	30 % - 496
DESTILACIÒN	° F	D-86	36 % - 535	35 % - 550	32 % - 565	37 % - 545

PARAMETROS	UNIDADES	NORMA ASTM	CAMPO LIBERTADOR			
			PICH	SSQ	PARAH	SHUAR
API OBS /TEM ° F		D-1298	28,6 / 72°F	28,2 / 74°F	34,3 / 76°F	28,2 / 75°F
API 60 °F	° API		27,8	27,3	33,2	27,2
API SECO	° API		27,84	27,31	33,22	27,27
GRAV ESPEC			0,8882	0,8910	0,8591	0,892
AGUA LIBRE	%	96/88	0,1	0,1	0,1	0,4
EMULSION	%		0	0	0	0,1
SEDIMENTOS	%		0	0	0	0
PARAFINA	%		0,6	0,4	0,8	0,3
BSW	%		0,2	0,1	0,1	0,5
BSW POR DESTILAC	%	D-4006	0,250	0,120	0,140	0,120
SÓLIDOS POR EXTRAC	%	D - 473	0,015	0,019	0,0011	0,024
BSW TOTAL	%	D 4006	0,265	0,139	0,1411	0,144
AZUFRE	% PESO	D-4294	0,9144	1,050	0,580	1,036
SAL EN CRUDO	lbNaCl/1000bls	D- 3230	35,0	20,15	12,73	27,03
PODER CALORIF	BTU/ lbs	D-240	18900	18850	19200	18800
PODER CALORIF	Kj / Kg		43904	43788,2	44601,2	43672
PODER CALORIF	K/ CAL		10480	10452,3	10646,4	10425
VISCOS cSt 80 ° F	cSt	D-445	22,52	25,83	17,88	25,51
VISCOS cSt 104 ° F	cSt		17,96	19,99	9,03	19,88
VISCOS cSt 120 ° F	cSt		15,63	17,10	6,23	17,08
CENIZAS	% PESO	D-482	0,073	0,079	0,044	0,075
CARBON CONRAD	% PESO	D-189	0,155	0,157	0,103	0,285
DESCOMPOS TER (FK)	-		567	553	567	490
TEMP MEDIA VOLUM	° F		453	419	440,5	450
RELAC CARB HIDRG	C/H		7,5	7,6	7,1	7,65
FACTOR CARACT	Koup		10,82	10,80	11,2	10,8
CALOR LATENT VAPORIZ	BTU		113	116	112	113
PESO MOLECULAR	G/MOL		175	160	170	170
DESTILACIÒN	° F	D-86	PE = 135°F	PE = 140°F	PE = 130 °F	PE = 130 °F
DESTILACIÒN	° F	D-86	5 % - 216	5 % - 204	5 % - 194	5 % - 198
DESTILACIÒN	° F	D-86	10 % - 275	10 % - 245	10 % - 230	10 % - 270
DESTILACIÒN	° F	D-86	20 % - 375	20 % - 375	20 % - 305	20 % - 380
DESTILACIÒN	° F	D-86	30 % - 485	30 % - 503	30 % - 400	30 % - 480
DESTILACIÒN	° F	D-86	40 % - 564	39 % - 553	40 % - 490	34 % - 490
DESTILACIÒN	° F		41 % - 567		50 % - 567	

PARAMETROS	UNIDADES	NORMA ASTM	CAMPO LIBERTADOR			
			TETETES	ATACAPI	FRONTERA	SECOY
API OBS / TEMP ° F			28 / 70 ° F	32,3 / 70° F	29,3 / 70° F	29,3 / 72°F
API 60 °F	° API	D-1298	27,4	31,6	28,6	28,5
API SECO	° API		27,43	31,62	28,62	28,52
GRAV ESPECIF			0,8904	0,8675	0,8838	0,884
AGUA LIBRE	%		0,2	0,1	0,1	0,1
EMULSION	%	96/88	0	0	0	0
SEDIMENTOS	%		0	0	0	0
PARAFINA	%		0,4	1	0,5	0,7
BSW	%		0,2	0,1	0,1	0,1
BSW POR DESTILAC	%	D-40006	0,220	0,120	0,100	0,150
SÓLIDOS POR EXTRAC	%	D - 473	0,013	0,016	0,019	0,022
BSW TOTAL	%	D 4006	0,233	0,136	0,119	0,172
AZUFRE	% PESO	D-4294	0,756	0,590	0,639	0,86
SAL EN CRUDO	lbNaCl/1000bls	D - 3230	48,28	31,2	17,1	21,4
PODER CALORIF	BTU/ lbs	D-240	18700	19000	18850	18950
PODER CALORIF	Kj / Kg		43439,7	44136,6	43788,2	44020
PODER CALORIF	K/ CAL		10369,1	10535,5	10452,3	10508
VISC cSt 80 ° F	cSt	D-445	22,83	10,61	18,52	19,72
VISC cSt 104 ° F	cSt		16,50	8,57	13,03	14,83
VISC cSt 120 ° F	cSt		13,58	7,53	10,58	12,49
CENIZAS	% PESO	D-482	0,065	0,055	0,053	0,066
CARBON CONR	% PESO	D-189	0,155	0,268	0,210	0,146
DESCOMPOSIC TERM (FK)	-		535	500	536	555
TEMP MEDIA VOLUMET	° F		423	419,3	424,16	441,4
RELAC CARBON HIDROG	C/H		7,7	7,1	7,6	7,5
FACTOR CARACTERIZ	Koup		10,85	11	114	10,9
CALOR LATENTE VAPORIZ	BTU		115	113,0	170	113
PESO MOLECULAR	G/MOL		160	175	10,85	170
DESTILACIÓN	° F	D-86	PE = 126 °F	PE = 131 °F	PE = 142 °F	PE = 141 °F
DESTILACIÓN	° F	D-86	5 % - 235	5 % - 195	5 % - 232	5 % - 208
DESTILACIÓN	° F	D-86	10 % - 280	10 % - 245	10 % - 280	10 % - 260
DESTILACIÓN	° F	D-86	20 % - 394	20 % - 330	20 % - 370	20 % - 365
DESTILACIÓN	° F	D-86	30 % - 483	30 % - 428	30 % - 470	30 % - 475
DESTILACIÓN	° F	D-86	38 % - 535	34 % - 500	36 % - 536	40 % - 552
DESTILACION						43 % - 555

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO



## 2.7.3 ÁREA SACHA

TABLA 2.9 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO SACHA

PARAMETROS	UNIDADES	NORMA ASTM	CAMPO SACHA			
			SIPEC ENTREGA SACHA	SACHA CENTRAL	SACHA NORTE 2	SACHA SUR
API OBS/TEMP ° F	°API/°F	D 1298-85	22,7/70°F	22,7/70°F	22,7/70°F	28 / 70°F
API 60 °F	° API		22,1	27,1	26,2	27,4
API SECO	° API		22,11	27,15	26,24	27,48
GRAV ESP			0,9212	0,8921	0,8973	0,8905
AGUA LIBRE	%	D 96-88	0,1	0,3	0,2	0,4
EMULSION	%		0	0	0	0
SEDIMENTOS	%		0	0	0	0
PARAFINA	%		0	1,3	2	1,4
BSW	%		0,1	0,3	0,2	0,4
BSW POR DESTILAC	%	D 40006-81	1,400	0,500	0,400	0,500
SÓLIDOS POR EXTRAC	%	D 473-81	0,031	0,029	0,018	0,018
BSW TOTAL	%		0,431	0,529	0,018	0,518
AZUFRE	% PESO	D 4294-90	1,6031	1,0619	1,0554	0,8425
SAL EN CRUDO	lbNaCl/1000bls	D 3230-89	22,89	28,1	9,17	12,41
PODER CALORIF	BTU/ lbs	D 240-92	18650	18850	18850	18900
PODER CALORIF	Kj / Kg		43288	43752	43752	43868
PODER CALORIF	K/ CAL		10339	10450	10450	10478
VISC cSt 80 ° F	cSt	D 445-88	110,99	23,36	31,4	23,22
VISC cSt 104 ° F	cSt		106,21	22,72	26,14	22,40
VISC cSt 120 ° F	cSt		103,26	22,32	23,33	21,89
CENIZAS	% PESO	D 482-91	0,097	0,0851	0,0788	0,0832
CARBON CONR	% PESO	D 189-88	0,298	0,2821	0,1654	0,251
DESCOMPOS TERM (FK)	-		565	575	578	550
TEMP MEDIA VOLUMET	° F		457,5	437,5	442	433
RELAC CARBON HIDROG	C/H		8,1	7,6	7,7	7,6
FACTOR CARACTERIZ	Koup		10,6	10,90	10,9	10,85
CALOR LATENTE VAPORZ	BTU		115	114	144	116
PESO MOLECULAR	G/MOL		170	165	170	165
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	PE = 155°F	PE = 175°F	PE= 175° F	PE= 180° F
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	5 % = 240	5 % = 225	5 % = 228	5 % = 230
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	10 % = 305	10 % = 275	10 % = 280	10 % = 275
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	20 % = 430	20 % = 390	20 % = 395	20 % = 400
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	30 % = 530	30 % = 510	30 % = 515	30 % = 505
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	39 % = 565	40 % = 575	40 % = 578	39 % = 550

PARAMETROS	UNIDADES	NORMA ASTM	CAMPO SACHA		
			SACHA NORTE 1	PETROBRAS (ENO)	MEZCLA YUCA, YULEBRAS+SIPEC, AUC A, PERENCO, PUCUNA, PETROBRAS, SACHA NORTE 1 Y SUR
API OBS /TEMPE ° F		D 1298-85	25,2/ 69°F	27,1/ 70° F	24,8/ 70° F
API 60 °F	° API		24,6	26,5	24,2
API SECO	° API		24,66	26,54	24,31
GRAVEDAD ESPECIF			0,9065	0,8956	0,9087
AGUA LIBRE	%	D 96-88	0,2	0,1	0,4
EMULSION	%		0,2	0	0,3
SEDIMENTOS	%		0	0	0,7
PARAFINA	%		0,8	1	0
BSW	%		0,4	0,2	0,7
BSW POR DESTILAC	%	D 40006-81	0,500	0,260	0,400
SÓLIDOS POR EXTRAC	%	D 473-81	0,032	0,022	0,027
BSW TOTAL	%		0,532	0,282	0,427
AZUFRE	% PESO	D 4294-90	1,2971	0,6903	1,134
SAL EN CRUDO	lbNaCl/1000bls	D 3230-89	19,2	14,98	12,8
PODER CALORIFICO	BTU/ lbs	D 240-92	18750	18900	18750
PODER CALORIFICO	Kj / Kg		43520	43868	43404
PODER CALORIFICO	K/ CAL		10395	10478	10367
VISC cSt 80 ° F	cSt	D 445-88	48,87	21,36	52,49
VISC cSt 104 ° F	cSt		42,75	20,38	45,44
VISC cSt 120 ° F	cSt		40,88	19,78	41,51
CENIZAS	% PESO	D 482-91	0,0967	0,0709	0,1018
CARBON CONRADSON	% PESO	D 189-88	0,2428	0,3257	0,1757
DESCOMPOS TERM (FK)	-		565	600	545
TEMP MEDIA VOLUM	° F		465	488	445
RELAC CARBON HIDROG	C/H		7,8	7,5	7,9
FACTOR CARACTERIZ	Koup		10,7	11,0	10,65
CALOR LATENT VAPORIZ	BTU		116	108	118
PESO MOLECULAR	G/MOL		170	190	165
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	PE = 180 °F	PE = 190 °F	PE = 175 °F
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	5 % = 245	5 % = 248	5 % = 225
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	10 % = 297	10 % = 305	10 % = 290
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	20 % = 430	20 % = 420	20 % = 415
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	30 % = 530	30 % = 530	30 % = 530
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	39 % = 565	40 % = 587	36 % = 545
DESTILACIÒN	° F	D 86-90		42 % = 600	

FUENTE: PETROPRODUCCIÒN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

## 2.7.4 ÁREA SHUSHUFINDI

TABLA 2.10 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO SHUSHUFINDI

PARAMETROS	UNIDADES	NORMA ASTM	ESTACIONES CAMPO SHUSHUFINDI			
			SHUSHUFI CENTRAL	SHUSHUF SUR	SHUSHUF SUR OESTE	SHUSHUF OLEODUCT
API OBSV / TEMP ° F		D 1298-85	29,8 / 72 ° F	30,2 / 70° F	26,2 / 70° F	26,3 / 69° F
API 60 °F	° API		29	29,5	25,6	25,7
API SECO	° API		29,02	25,85	25,63	25,71
GRAVEDAD ESPECIF			0,8816	0,8788	0,9007	0,9001
AGUA LIBRE	%	D 96-88	0,1	0,1	0,1	0,1
EMULSION	%		0	0	0	0
SEDIMENTOS	%		0	0	0	0
PARAFINA	%		0,2	0,4	0,6	0,5
BSW	%		0,1	0,1	0,2	0,1
BSW POR DESTILAC	%	D 40006-81	0,050	0,250	0,700	0,100
SÓLIDOS EXTRAC	%	D 473-81	0,022	0,002	0,039	0,026
BSW TOTAL	%		0,072	0,252	0,739	0,126
AZUFRE	% PESO	D 4294-90	0,954	0,921	1,235	1,292
SAL EN CRUDO	lbNaCl/1000bls	D 3230-89	8,1	47,3	215,9	24,3
PODER CALORIF	BTU/ lbs	D 240-92	19000	19000	18800	18800
PODER CALORIF	Kj / Kg		44100	44100	43636	43636
PODER CALORIF	K/ CAL		10533	10533	10422	10422
VISC cSt 80 ° F	cSt	D 445-88	21,18	21,66	56,84	43,27
VISC cSt 104 ° F	cSt		16,98	14,78	41,25	30,81
VISC cSt 120 ° F	cSt		14,83	11,80	33,97	25,12
CENIZAS	% PESO	D 482-91	0,068	0,062	0,095	0,093
CARBON CONRD	% PESO	D 189-88	0,153	0,187	0,393	0,281
DESCOMP TERM (FK)	-		562	580	555	560
TEMP MEDIA VOLUM	° F		430	424	449	451
RELAC CARBON HIDR	C/H		7,40	8,60	7,70	7,70
FACTOR CARACTERIZ	Koup		10,9	10,90	10,8	10,8
CALOR LATENT VAPORIZ	BTU		116	117	115	115
PESO MOLECULAR	G/MOL		155	160	170	170
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	PE = 140 °F	PE = 175 °F	PE = 150 °F	PE = 170 °F
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	5 % - 210	5 % - 225	5 % - 220	5 % - 210
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	10 % - 260	10 % - 260	10 % - 275	10 % - 265
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	20 % - 350	20 % - 320	20 % - 375	20 % - 380
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	30 % - 445	30 % - 440	30 % - 490	30 % - 495
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	40 % - 535	40 % - 520	40 % - 550	40 % - 555
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	47 % - 562	50 % - 580	42 % - 555	42 % - 560

PARAMETROS	UNIDADES	NORMA ASTM	ESTACIONES CAMPO SHUSHUFINDI			
			SHUSHUFINDI NORTE	ESTACION AGURICO	TK-2001 + BLOQUE 15 + ENTRADA A SHUSHUF	OLEODUCT SHUSHUF A LAGO + REFINERÍA + BLOQUE 15
API OBS V/ TEMP ° F			29,5 / 70° F	31,4 / 70° F	22,3 / 72° F	29,8 / 70° F
API 60 °F	° API	D 1298-85	28,8	30,7	21,6	29,1
API SECO	° API		28,86	30,74	21,63	29,12
GRAV ESPECIF			0,8827	0,8723	0,9242	0,881
AGUA LIBRE	%	D 96-88	0,2	0,1	0,3	0,1
EMULSION	%		0	0	0	0
SEDIMENTOS	%		0	0	0	0
PARAFINA	%		1	0,5	0,1	0,9
BSW	%		0,3	0,2	0,3	0,1
BSW DESTILAC	%	D 40006-81	0,350	0,300	0,520	0,260
SÓLIDOS EXTRAC	%	D 473-81	0,027	0,026	0,038	0,029
BSW TOTAL	%		0,377	0,326	0,558	0,289
AZUFRE	% PESO	D 4294-90	0,8473	0,7608	1,675	0,9772
SAL EN CRUDO	lbNaCl/1000bls	D 3230-89	55,9	72,5	63,2	32,7
PODER CALORIF	BTU/ lbs	D 240-92	18900	18900	18500	18900
PODER CALORIF	Kj / Kg		43868	43868	42940	43868
PODER CALORIF	K/ CAL		10478	10478	10256	10478
VISC cSt 80 ° F	cSt	D 445-88	25,2	21,18	193,58	18,82
VISC cSt 104 ° F	cSt		16,29	16,98	91,40	14,47
VISC cSt 120 ° F	cSt		12,63	14,83	59,55	12,34
CENIZAS	% PESO	D 482-91	0,067	0,062	0,118	0,065
CARBON CONRD	% PESO	D 189-88	0,193	0,09	0,251	0,12
DESCOMPS TER (FK)	-		525	540	550	515
TEMP MEDIA VOLUM	° F		412	412	368	397
RELAC CARBON HIDROG	C/H		7,45	7,40	8,30	7,50
FACTOR CARACT	Koup		10,9	10,90	10.20	10,80
CALOR LATENTE VAPORIZAC	BTU		120	119	133	122
PESO MOLECULAR	G/MOL		155	155	132	150
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	PE = 125 °F	PE = 135 °F	PE = 180 °F	PE = 130 °F
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	5 % - 170	5 % - 200	5 % - 200	5 % - 220
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	10 % - 240	10 % - 250	10 % - 300	10 % - 275
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	20 % - 330	20 % - 328	20 % - 450	20 % - 375
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	30 % - 350	30 % - 430	30 % - 540	30 % - 490
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	40 % - 515	40 % - 510	32 % - 550	40 % - 550
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	47 % - 525	44 % - 540		46 % - 555

FUENTE: PETROPRODUCCIÒN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

## 2.7.5 ÀREA AUCA

TABLA 2.11 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO AUCA

PARAMETROS	UNIDADES	NORMA ASTM	ESTACIONES CAMPO YUCA – AUCA			
			ESTAC PINDO (PETROSUD PETROORIENT AL)	ESTAC PALANDA (PETROSUD PETROORIENT AL)	ESTAC DAYUMA (PETROSUD PETROORIENTAL)	PETRO ORIENTAL
API OBSV /TEMP ° F	° API / ° F	D 1298-85	20,2 / 74°F	26,6 / 72	19 / 73	19,2 / 74°F
API 60 °F	° API		20,1	25,9	18,3	18,4
API SECO	° API		20,13	25,91	18,32	18,42
GRAV ESPECIF		D 96-88	0,9333	0,8989	0,9445	0,9439
AGUA LIBRE	%		0,1	0,1	0,2	0,2
EMULSION	%		0	0	0	0
SEDIMENTOS	%		0	0	0	0
PARAFINA	%		0,1	0,5	0,1	0
BSW	%		0,3	0,2	0,2	0,3
BSW POR DESTILACIÒN	%	D 40006-81	0,400	0,300	0,400	0,450
SÓLIDOS EXTRAC	%	D 473-81	0,032	0,032	0,036	0,035
BSW TOTAL	%		0,432	0,332	0,436	0,485
AZUFRE	% PESO	D 4294-90	1,9857	1,2646	2,0588	2,087
SAL EN CRUDO	lbNaCl/1000bls	D 3230-89	3,7	79,43	57,55	4,2
PODER CALORIF	BTU/ lbs	D 240-92	18500	18850	18500	18400
PODER CALORIF	Kj / Kg		42940	43788	42875	42708
PODER CALORIF	K/ CAL		10256	10453	10258	10201
VISC cSt 80 ° F	cSt	D 445-88	215,04	81,80	1092,6	1050,5
VISC cSt 104 ° F	cSt		139,08	40,17	381,41	380,73
VISC cSt 120 ° F	cSt		94,73	26,90	210,54	214,14
CENIZAS	% PESO	D 482-91	0,100	0,106	0,139	0,147
CARBON CONR	% PESO	D 189-88	0,29	0,400	0,262	0,331
DESCOMP TERM (FK)	-		550	620	670	525
TEMP MEDIA VOLUM	° F		462	455,7	464	442
RELAC CARBON HIDROG	C/H		8,3	8,30	8,40	8,5
FACTOR CARACT	Koup		10,40	10,8	10,40	10,25
CALOR LATENTE DE VAPORIZ	BTU		118	115	114	122
PESO MOLECULAR	G/MOL		160	170	170	159
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	PE= 160° F	PE = 170 °F	PE = 169 °F	PE = 170 °F
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	5 % - 230	5 % - 230	5 % - 260	5 % - 250
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	10 % - 300	10 % - 280	10 % - 335	10 % - 325
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	20% - 455	20 % - 390	20 % - 480	20 % - 475
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	30% - 542	30 % - 490	30 % - 575	27 % - 525
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	32 % - 550	40 % - 570	40 % - 670	

PARAMETROS	UNIDADES	NORMA ASTM	ESTACIONES CAMPO AUCA			
			AUCA CENTRAL	ESTACIÓN CONONACO	OLEDUCT AUCA CENTRAL	TIGUINO LACT (PETROBELL)
API OBS / TEMP ° F	° API / ° F	D 1298-85				24,2 / 76
API 60 °F	° API		27,2	28,3	23,9	23,2
API SECO	° API		27,21	28,32	23,94	
GRAV ESPECIF			0,8916	0,8854	0,9105	0,9147
AGUA LIBRE	%	D 96-88	0,1	0,1	0,3	0,1
EMULSION	%		0	0	0	0
SEDIMENTOS	%		0	0	0	0
PARAFINA	%		0,1	0,1	0,1	0,3
BSW	%		0,1	0,1	0,3	0,1
BSW DESTILAC	%	D 40006-81	0,120	0,100	0,300	0,012
SÓLIDOS EXTRAC	%	D 473-81	0,011	0,015	0,010	0,150
BSW TOTAL	%		0,131	0,115	0,310	0,162
AZUFRE	% PESO	D 4294-90	1,3408	1,3237	1,7775	1,6540
SAL EN CRUDO	lbNaCl/1000bls	D 3230-89	11,88	4,26	29,7	3,04
PODER CALORIF	BTU/ lbs	D 240-92	188500	19000	18680	18700
PODER CALORIF	Kj / Kg		43788	44136	43393	43439
PODER CALORIF	K/ CAL		10452	10531	10358	10369
VISC cSt 80 ° F	cSt	D 445-88	33,57	27,42	168,27	126,18
VISC cSt 104 ° F	cSt		20,62	16,54	76,51	60,28
VISC cSt 120 ° F	cSt		14,96	12,35	49,00	39,66
CENIZAS	% PESO	D 482-91	0,082	0,063	0,112	0,085
CARBON CONR	% PESO	D 189-88	0,287	0,248	0,414	0,16
DESCOMP TER (FK)	-		545	610	510	605
TEMP MEDIA VOLM	° F		418	486	436	478
RELACION CARBON HIDROG	C/H		8,35	7,40	8,00	7,9
FACTOR CARACTERIZ	Koup		10,75	11,08	10,55	10,70
CALOR LATENTE VAPORIZ	BTU		119	108	120	113
PESO MOLECULAR	G/MOL		157	190	160	180
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	PE = 170 °F	PE = 205 °F	PE = 165 °F	PE = 205 °F
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	5 % - 220	5 % - 260	5 % - 240	5 % - 285
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	10 % - 280	10 % - 305	10 % - 305	10 % - 315
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	20 % - 365	20 % - 385	20 % - 430	20 % - 410
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	30 % - 490	30 % - 475	30 % - 500	30 % - 495
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	40 % - 538	40 % - 545	36 % - 510	40 % - 565
DESTILACIÒN	° F	D 86-90	44 % - 545	50 % - 600		50 % - 605
DESTILACIÒN	° F	D -86		57 % - 610		

FUENTE: PETROPRODUCCIÒN  
ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

## CAPÍTULO 3

# ANÁLISIS DE LOS ACTUALES SISTEMAS DE MEDICIÓN Y FISCALIZACIÓN DE PETRÓLEO

### 3.1 VARIABLES EN EL PROCESO

Las variables pueden clasificarse de diferente forma, cada una de las cuales tienen sus ventajas y limitaciones; se clasifican tomando en cuenta el carácter de la variable.

#### **Variables Térmicas**

Tienen que ver con la condición o carácter de un material que depende de su energía térmica, por ejemplo:

*La Temperatura* es la condición de un cuerpo que determina la transferencia de calor (energía térmica) hacia o desde otros cuerpos.

#### **Variables de Radiación**

Tiene que ver con la emisión, propagación y absorción de energía a través del espacio o de algún material en forma de ondas, por ejemplo:

*La Radiación nuclear* está asociada con la alteración del núcleo del átomo.

#### **Variables de Fuerza**

Son las distintas fuerzas físicas que modifican el movimiento de un cuerpo, por ejemplo:

*La Presión y el vacío* son fuerzas por unidad de área que actúan en un fluido o sólido.

#### **Variables de Velocidad**

Están relacionadas con la velocidad a la que un cuerpo se mueve hacia o en dirección opuesta a un punto fijo; teniendo en cuenta que el tiempo siempre es uno de los componentes de la variable de velocidad, por ejemplo:

*El flujo* es el volumen de material que pasa por cierto punto en un intervalo de tiempo determinado.

### **Variables de Cantidad**

Se refieren al material total que existe dentro de ciertos límites específicos, por ejemplo:

*El peso* es la medida de la masa basado en la fuerza de atracción de gravedad.

### **Variables de Tiempo**

Se relacionan con los periodos de tiempo transcurridos, por ejemplo:

*La frecuencia* es el número de periodos que ocurren en la unidad de tiempo.

### **Variables Geométricas**

Se relacionan con la posición o dimensión de un cuerpo, por ejemplo:

*El nivel (líquido o sólido)* es la altura o distancia de la superficie de un material con respecto a un nivel de referencia base.

### **Variable de Propiedad Física**

Tienen que ver con propiedades de las sustancias, exceptuando aquellas que están relacionadas con la masa y la composición química, por ejemplo:

*El Peso Específico* es la relación entre la densidad del material y la densidad del agua a condiciones específicas, también puede ser la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire a condiciones especificadas.

### **Variables de Composición Química**

Están relacionadas con las propiedades de las sustancias en lo que respecta a su composición, por ejemplo:

*El Contenido de Hidrogeno* se refiere a la composición en iones hidrogeno totales que lleva un flujo al ser analizado.

### **Variables Eléctricas**

Tienen que ver con las propiedades de un sistema eléctrico, que tiende a producir una corriente eléctrica en un circuito, por ejemplo:



La *Resistencia* es la propiedad que determina el valor de energía eléctrica que se transforma en calor.

### **3.2 FISCALIZACIÓN DE CRUDO**

Fiscalizar significa medir, es decir, la comparación contra un patrón con el objetivo de determinar el valor de una variable, sobre la base de un procedimiento predeterminado.

La comparación se puede hacer en masa o en volumen. El cálculo habitual para la cuantificación del petróleo y sus derivados se efectúa en *Volumen*.

El volumen depende de varios factores físicos como son la temperatura, la presión, el tipo del fluido medido, el material que la contiene; por lo tanto es necesario corregir o tener en cuenta todos y cada uno de los factores para obtener una buena medición.

Dado que el crudo a ser fiscalizado se encuentra almacenado en Tanques o está siendo transferido desde otras estaciones por oleoductos, existen 2 tipos de medición que se realizan para cada una de estas condiciones y son: Estática y Dinámica.

#### **3.2.1 PUNTOS DE FISCALIZACIÓN**

Los hidrocarburos líquidos se fiscalizarán en los sitios más cercanos a las áreas operacionales, los cuales deberán ser aprobados debidamente por el Ministerio de Minas y Petróleos, tomando como base la normativa legal y una relación favorable entre la calidad mínima requerida en las mediciones y la operación de los puntos de medición.

En el Distrito Amazónico a la fecha se tienen 41 puntos de fiscalización supervisados por RODA<sup>15</sup>, como se muestra en la tabla 3.1.

Para tener una idea más clara en la figura 3.1, se presenta la distribución de red de oleoductos del Distrito Amazónico con sus respectivos puntos de fiscalización.

---

<sup>15</sup> RODA: Red de Oleoductos del Distrito Amazónico.

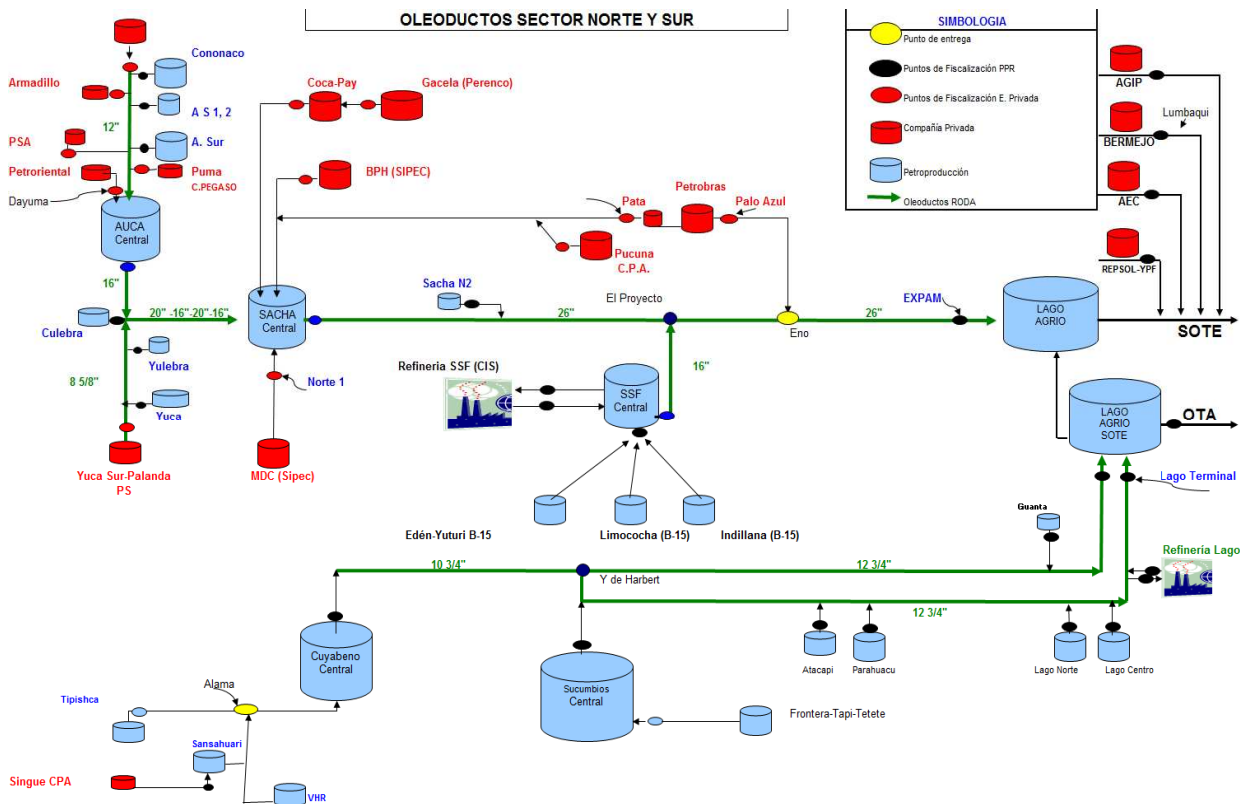
TABLA 3.1 PUNTOS DE FISCALIZACION SUPERVISADOS POR RODA

EMPRESAS PRIVADAS			PETROPRODUCCION		
Nombre Empresa	Ubicación P. Fiscal.	No. P. F.	Campo	Ubicación P. Fiscal.	No. P. F.
Petrobell (Tiguino)	Cononaco	1	Cononaco	Cononaco	1
PetroSud(Pindo)	Pindo	1	Auca Sur	Auca Sur	1
Armadillo	Definir	1	Auca Sur 1-2	Auca Sur 1-2	1
Consorcio PEGASO	Auca Sur	1	Auca Central	Auca central	1
PetroSud(Palanda)	Yuca	1	Yuca-Culebra-Yulebra	Yuca-Culebra-Yulebra	3
PetroOriental	Dayuma	1	Sacha Central y N2	Sacha Central y N2	2
Perenco	Gacela(B7)-Coca	2	Shushufindi-B-15	Shushufindi,B15,Ref.	4
SIPEC (Paraiso-MDC)	Paraiso-Sacha N1	2	Cuyabeno	Cuyabeno	1
Cons. Pet. Amaz.	Pucuna - Singue	2	Sucumbios	Sucumbios,Ata,Parah	3
Petrobras(Pata-P.Azul)	Pata-Palo Azul	2	Lago Agrio	Lago,Guanta,Refinería.	8
Frontera-Tapi-Tetete	Sucumbios	1	Tipishca	Tipishca	1
		<b>Total</b>	<b>15</b>	<b>Total</b>	<b>26</b>

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

FIGURA 3.1 RED DE OLEODUCTOS DEL DISTRITO AMAZÓNICO



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

### 3.3 MEDICIÓN ESTÁTICA

Es el Método para medir volumen bruto del líquido almacenado en tanques, utilizando sistemas manuales o automáticos. En el anexo 3.1 se detalla la terminología usada en la medición.

#### 3.3.1 EQUIPOS DE MEDICIÓN ESTÁTICA

Son equipos que nos sirven para realizar la medición de crudo existente en los diferentes tanques de almacenamiento. En el anexo 3.2 se presenta información detallada sobre los tipos de tanques de almacenamiento.

##### 3.3.1.1 CINTAS DE MEDICIÓN

Son cintas metálicas con graduaciones y números en una de sus caras para facilitar su lectura, utilizadas para medición directa e indirecta. Debe estar graduada en m, cm y mm con una precisión de 0.32 cm por cada 30.8 m a 60° F, en la tabla 3.2 se muestran sus características.

**TABLA 3.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS CINTAS DE MEDICIÓN**

ESPECIFICACIONES	DESCRIPCIÓN
<b>Material</b>	Acero o material resistente a la corrosión
<b>Longitud</b>	Continua y de acuerdo con la altura del tanque
<b>Ancho</b>	Entre 9.5 y 12.7mm ó de 3/8 a 1/2 pulg
<b>Espesor</b>	De 0.20 a 0.30 mm ó de 0.008 a 0.0012 pulg
<b>Características</b>	Montadas en un carrete o manivela resistente
<b>Terminal de la cinta</b>	Provisto con un cierre, resorte u otro sistema que permita fijarse a la plomada

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

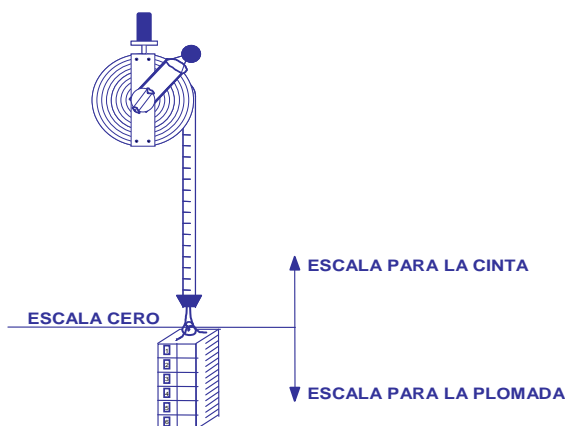
ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

##### 3.3.1.1.1 CINTA PARA MEDICIÓN MÉTODO AL 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 como se muestra en la figura 3.2.

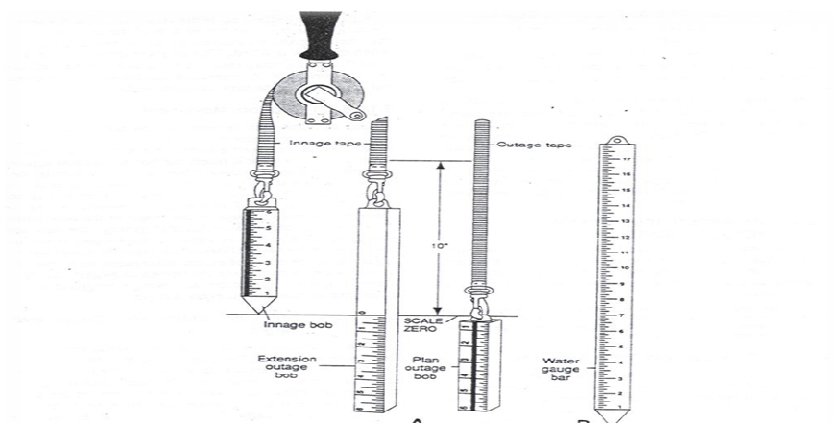
**FIGURA 3.2 CINTA DE MEDICIÓN**



### 3.3.1.1.2 CINTA PARA MEDICIÓN A FONDO

Esta cinta tiene el “cero” en la punta de la escala de la plomada. 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 como se indica en la figura 3.3.

**FIGURA 3.3 CINTA DE MEDICIÓN A FONDO**



### 3.3.1.2 PLOMADAS DE MEDICIÓN

Tienen forma cilíndrica, cuadrada o rectangular, cuyas características se presentan en la siguiente tabla.

TABLA 3.3 CARACTERÍSTICAS DE LA PLOMADA

ESPECIFICACIONES	DESCRIPCIÓN
Material	Resistente a la corrosión
Longitud	Plomadas cónicas de 6 a 12 pulgadas; tipo barra de 18 pulgadas como mínimo
Diámetro	1 pulgada (2.54cm)
Peso	56.8 grs (20 onza)
Orificio y ojo	Integrado a la plomada, preferiblemente reforzado para evitar desgaste
Punta	Cónica y resistente para evitar deterioros al contacto con otros metales
Escala	Con mediciones de al menos 1/8 de pulgadas (3.175mm), precisión hasta 0.8 mm y con un cero correspondiente en la punta de la plomada o barra

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

### 3.3.1.3 PASTA DE MEDICIÓN DE AGUA

Tienen la propiedad de ser afectadas por el agua y no por el aceite; dejando de esta manera una marca visible en la cinta al cambiar de color, sus características se presentan en la siguiente tabla.

TABLA 3.4 CARACTERÍSTICAS DE LA PASTA DE MEDICIÓN

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

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

FIGURA 3.4 PASTA DE MEDICIÓN



### 3.3.1.4 TOMAMUESTRAS

Son los equipos utilizados para tomar muestras a diferentes profundidades y pueden ser:

- **Tomamuestras tipo Beaker:** Usados para tomar muestras puntuales, corridas y a todos los niveles. Deben ser pesados para facilitar la inmersión.
- **Tomamuestras de Zona:** Exclusivos para tomar muestras puntuales, pues son recipientes cilíndricos que facilitan su cierre en el sitio escogido. Ejemplos son el muestreador tipo ladrón y el de flotador.
- **Tomamuestras de Fondo:** Exclusivo para tomar muestras desde 1.25 cm del fondo.

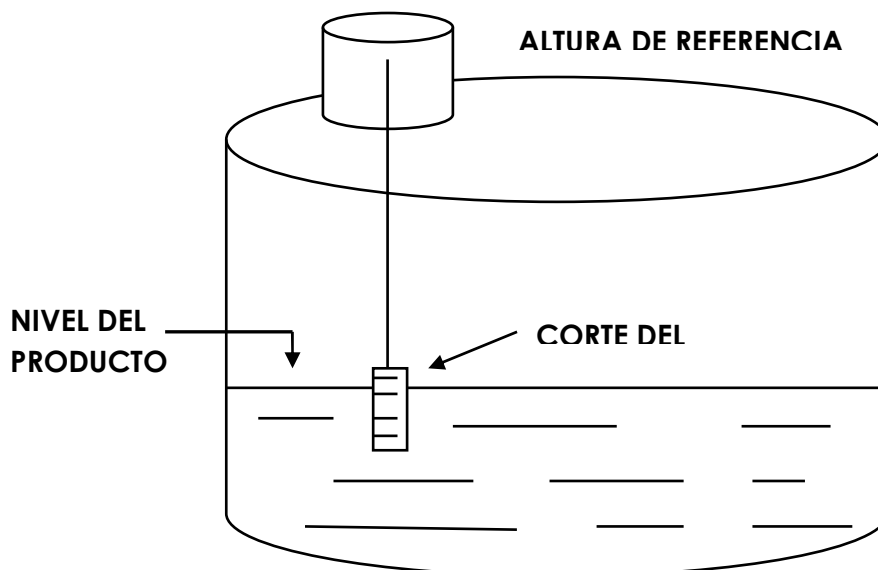
### 3.3.2 MEDICIÓN AL VACÍO

Consiste en medir la distancia que hay entre la superficie del líquido hasta la marca de referencia y se obtendrá la altura del líquido, como se muestra en la figura 3.5

$$Nivel = Alt.ref(BM) - (corte\ cinta + corte\ plomada) \quad (Ec. 3.1)$$

Este método es usualmente utilizado en la medición de tanques de techo fijo y techo flotante que poseen tubo de aforo con su punto de referencia.

**FIGURA 3.5 ESQUEMA DE MEDICIÓN AL VACÍO**



ELABORADO POR: LENARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

### 3.3.2.1 PASOS PARA LA MEDICIÓN AL VACÍO

Para realizar esta medición se sigue el siguiente procedimiento:

1. Se baja la plomada diseñada para medición al vacío lentamente, hasta que toque la superficie del líquido. Se extrae la cinta y se anota la lectura o corte sobre la plomada.

**FIGURA 3.6 MEDICIÓN AL VACÍO - PARTE 1**



2. Se realizan 3 medidas, la diferencia entre las tres no debe exceder 3 milímetros. Si dos de las medidas realizadas repiten se aceptará este valor, de lo contrario se hará el promedio de las tres. Es mandatorio que se realicen las tres medidas.

**FIGURA 3.7 MEDICIÓN AL VACÍO - PARTE 2**

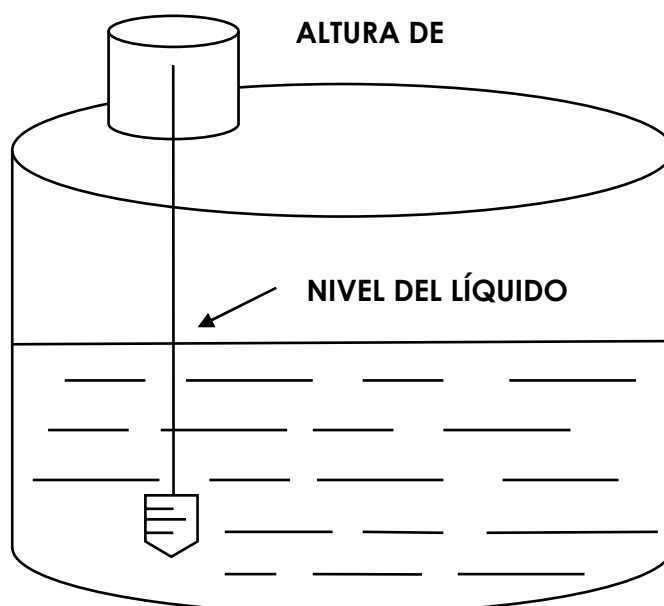


### 3.3.3 MEDICIÓN A FONDO

Consiste en medir el volumen de crudo con la cinta de fondo, para realizar la medida se baja la cinta hasta alcanzar el fondo del tanque, se saca lentamente la cinta y el volumen de crudo será el que se obtenga a partir de la altura dada por la cinta y la tabla de aforo del tanque. Ver Figura 3.8

Para aceptar el valor medido se sigue el mismo procedimiento utilizado en el punto 2 de la Medición a Fondo.

**FIGURA 3.8 MEDICIÓN A FONDO**



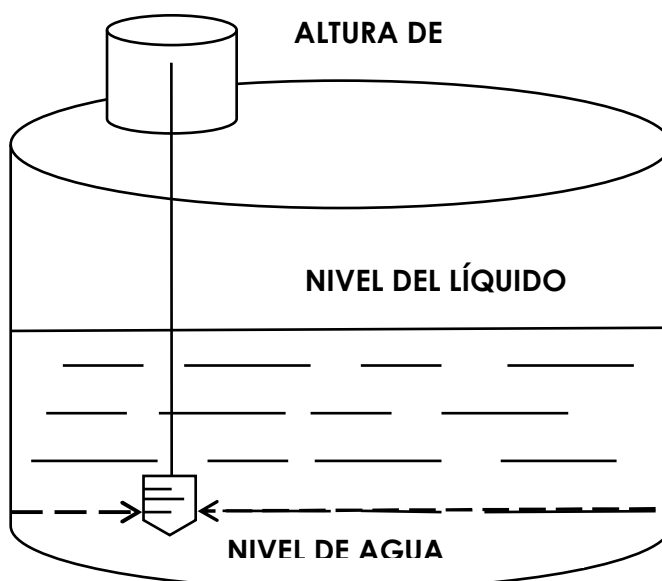
ELABORADO POR: LEOANRDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO



### 3.3.4 MEDICIÓN DE AGUA LIBRE

El agua libre se mide utilizando el procedimiento de medición a fondo, para lo cual es necesario el uso de pasta de corte de agua, la cual será untada en la plomada, como se muestra en la Figura 3.9.

**FIGURA 3.9 MEDICIÓN DE AGUA LIBRE A FONDO**



ELABORADO POR: LEOANRDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

Cuando la altura de agua excede la plomada, el agua libre puede ser medida aplicando en la cinta una capa de pasta de agua, o también puede medirse al vacío, o usando una pesa más grande de 45 cm.

#### 3.3.4.1 PASOS PARA LA MEDICIÓN DE AGUA LIBRE

Para determinar el agua libre se siguen los siguientes pasos:

1. Se baja la plomada al fondo del tanque y se revisa la altura de referencia medida para asegurarse de que se ha alcanzado el fondo. Se mantiene la plomada sumergida durante 60 segundos.
2. Se saca la plomada del tanque y si es necesario se enjuaga el producto con un solvente ligero. No se debe rociar el solvente directamente en la pasta, pero se permite lavarla desde un nivel más alto.

3. El corte claro continuo más alto es el valor de agua oficial.

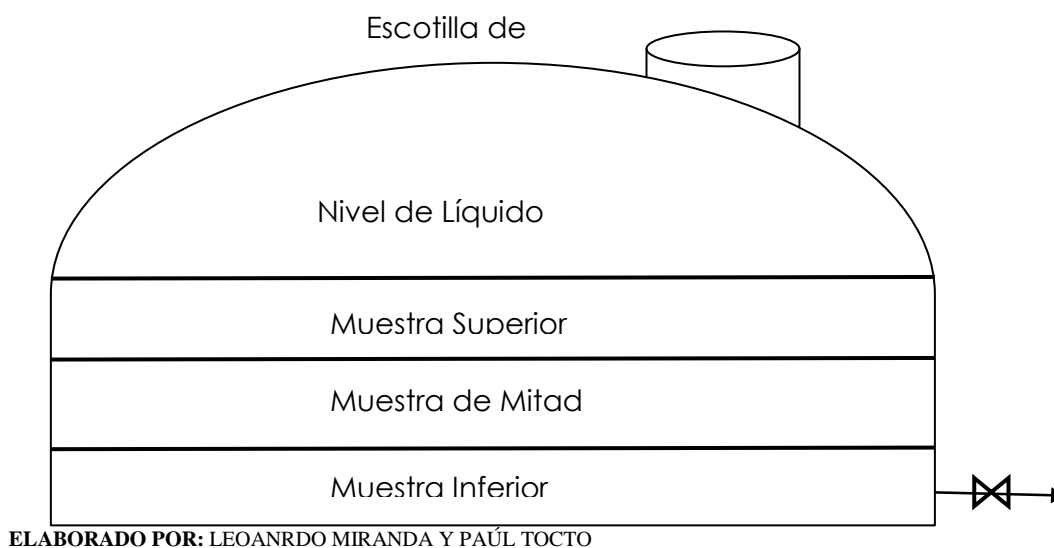
### 3.3.5 MUESTREO MANUAL

El propósito de tomar muestras es obtener una porción representativa del contenido del tanque. Se toma la suficiente cantidad de muestras dependiendo de los análisis que se vayan a realizar.

#### 3.3.5.1 MÉTODO DE MUESTREO DE NIVEL (SPOT SAMPLING)

Para tomar muestras de nivel la altura del producto en el tanque se divide en tercios a fin de verificar la estratificación. Luego se extraen muestras de los tres niveles (inferior, mitad y superior) en forma separada, tomando una muestra localizada en los tres niveles, como se muestra en la siguiente figura.

FIGURA 3.10 ESQUEMA DEL MÉTODO SPOT SAMPLING



ELABORADO POR: LEOANRDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

#### 3.3.5.2 MÉTODO DE MUESTRA CORRIDA (RUNNING SAMPLE)

Este método pretende tomar una muestra promedio del líquido, realizando con el muestreador un recorrido desde la parte superior, al punto más bajo deseado.

En todo los casos la botella se llena solamente hasta el 80% de su volumen, si la botella sale llena se repite el muestreo.

### **3.3.6 MEDICIÓN DE TEMPERATURA**

La razón para realizar esta medición es obtener la temperatura promedio del contenido de un tanque, ya que este valor es usado para calcular el volumen a temperatura estándar. Las mediciones de temperatura deben ser exactas.

En tanques que contengan más de 3 metros o 5.000 BLS de líquido, se toman 3 medidas de temperatura (superior, mitad, inferior) si la diferencia de temperatura entre dos niveles cualquiera excede 5 °F, se requieren medidas adicionales.

En tanques que contengan 3 metros o menos de 5000 BLS de líquido, solo se necesita una medida en la mitad del tanque.

Las temperaturas múltiples en un tanque son promediadas y la temperatura promedio del tanque se reporta al valor más cercano 1 °F o 0.5 °C.

#### **3.3.6.1 EQUIPOS PARA MEDIR LA TEMPERATURA**

Para determinar la temperatura en tanques, se emplean termómetros de inmersión total con escala graduada en 1 °F y con precisión de 0.5 °F grabado en la columna, hecho en vidrio corning normal o termométrico equivalente.

Los Termómetros eléctricos portátiles (PET) son los más recomendables para obtener temperatura. Se considera que un PET ha alcanzado estabilidad cuando la lectura varía por no más de 0.2 °F en 30 segundos. Con el probador en movimiento, el API indica que se toma de 30 a 75 segundos para alcanzar la estabilidad, dependiendo de la gravedad API del líquido.

#### **3.3.7 TABLAS DE CALIBRACIÓN DE TANQUES**

Las tablas de calibración de los tanques de almacenamiento revisten gran importancia en el proceso de medición, dichas tablas son preparadas por compañías especializadas y certificadas en mediciones y cálculos matemáticos y adicionalmente deben estar validadas por el Ministerio de Minas y Petróleos.

Las tablas de aforo permiten soportar lo siguiente:

- Convierten una medida de nivel en un volumen equivalente

- Facilita las operaciones de transferencia y custodia y la comercialización de crudo y productos
- Contienen información técnica del tanque y de los parámetros operacionales para su adecuado funcionamiento

### **3.4 MEDICIÓN DINÁMICA**

Es la medición de un fluido en movimiento utilizando dispositivos o equipos mecánicos que se encuentran en línea. Estos equipos están avalados para determinar los volúmenes correspondientes a las transferencias de custodia de crudo. El ente reconocido internacionalmente para normalizar estas prácticas es el API.

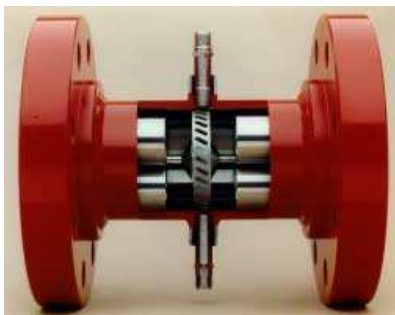
Los medidores de flujo existentes en nuestro País para transferencias en Custodia, se pueden clasificar como medidores directos (desplazamiento positivo) y de inferencia (turbinas). Siendo los primeros los más utilizados.

#### **3.4.1 MEDIDORES DE TURBINA**

Los medidores de turbina deducen la tasa de flujo midiendo el movimiento rotativo (velocidad angular) de un rotor de alabes, o impulsor que está suspendido en la corriente de flujo. Por eso, son necesarios dos niveles de inferencia para obtener la tasa de flujo volumétrico, y son:

- Tasa de flujo Volumétrico (proporcional velocidad media de la corriente).
- Velocidad media de la corriente (proporcional velocidad angular del rotor).

**FIGURA 3.11 MEDIDOR DE TURBINA**



### 3.4.1.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Tienen las siguientes características:

- Sirven para Líquidos limpios y gases incluyendo vapor.
- Presión de diseño esta sobre los 3000 psig.
- Temperatura de diseño de 400°F a 500°F.
- Rango de flujo: Líquidos 0.001 hasta 40000 gpm<sup>16</sup>, gases 10´000.000 SCFM<sup>17</sup>.
- Escala: Lineal cuando el número de Reynolds es  $\geq 10000$ .
- Su transmisión puede ser mecánica o magnética, con señal local o remota.
- Exactitud<sup>18</sup>:  $\pm 0.25\%$  de la proporción en líquidos;  $\pm 1\%$  de la proporción de gas.
- La repetibilidad<sup>19</sup> es  $\pm 0.05\%$
- La linealidad<sup>20</sup> es  $\pm 0.15\%$ .

---

<sup>16</sup> Gpm: Galones por minuto.

<sup>17</sup> SCFM: miles de pies cúbicos estándar.

<sup>18</sup> Exactitud: Capacidad de un instrumento de medición para indicar valores cercanos al valor verdadero de la cantidad medida.

<sup>19</sup>Repetibilidad es la proximidad entre dos valores sucesivos medidos de la misma variable, utilizando el mismo método con el mismo instrumento en el mismo sitio y un tiempo corto entre prueba y prueba.

- Proporción: 10:1 a 50:1
- Conexión final: Con bridas o roscas.
- Tamaños: Sobre las 24" (tipos disponibles de muestreo).
- Por lo general se construye en diámetros nominales que van de 3" a 72".
- Cuenta con un rotor.

#### **3.4.1.2 INSTALACIÓN TÍPICA DE UN MEDIDOR DE TURBINA**

La instalación típica de un medidor de turbina consta de:

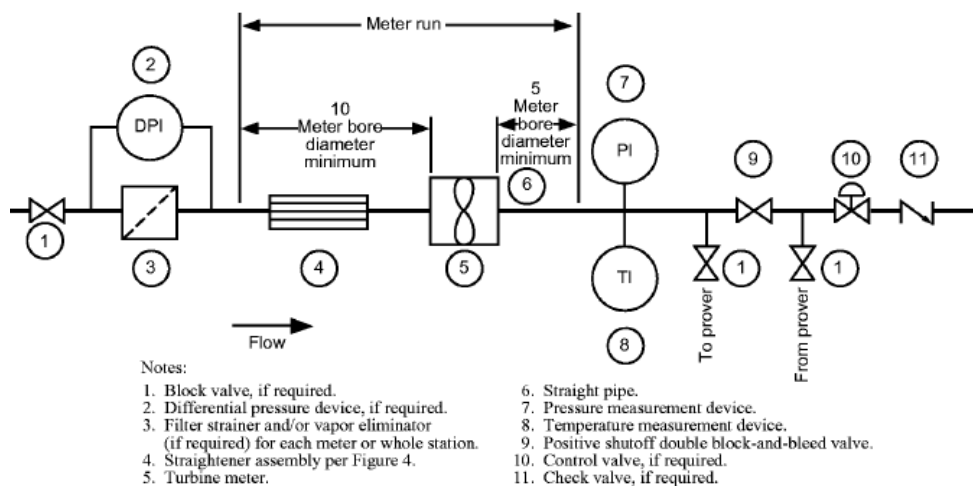
- Válvula de bloqueo
- Dispositivo de medición de presión diferencial
- Filtros
- Eliminador de aire o vapor
- Tramo de tubería recta aguas arriba
- Alineador de flujo
- Medidor de turbina.
- Tramo de tubería recta aguas abajo
- Dispositivos de medición de presión y temperatura
- Conexión de entrada al probador, con válvulas de doble bloqueo y sangrado

---

<sup>20</sup>Linealidad es la capacidad de un medidor para mantener su factor de calibración casi constante en un rango de flujo específico.

- Válvula de doble cloqueo y sangrado
- Válvula controladora de flujo
- Válvula check

**FIGURA 3.12 INSTALACIÓN TÍPICA DE UN MEDIDOR DE TURBINA**



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

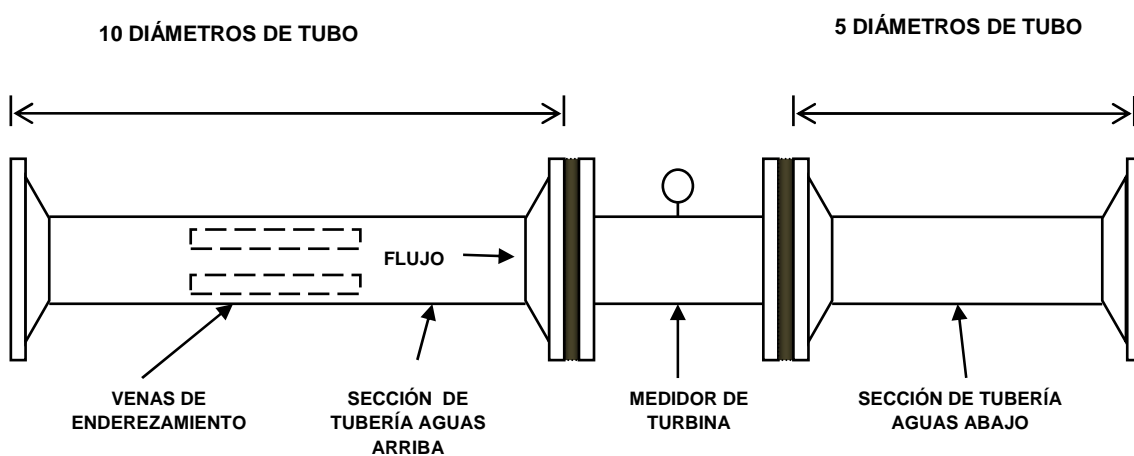
### 3.4.1.3 CARACTERÍSTICAS SEGÚN NORMAS API

Tienen las siguientes características:

- Deben trabajar con una corriente de flujo acondicionada para eliminar remolinos y la deformación del perfil de la velocidad causada por filtros, codos, válvulas y otros accesorios.
- Si no existen limitaciones de espacio, el medidor puede ser instalado con una tubería recta de por lo menos 20 diámetros del tubo, aguas arriba de medidor y 5 diámetros.

- La instalación aguas arriba puede reducirse a un mínimo de 10 diámetros si se utiliza enderezador de flujo.

**FIGURA 3.13 CARÁCTERÍSTICAS DE FLUJO EN MEDIDORES DE TURBINAS**



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN  
ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

#### 3.4.1.4 PRINCIPIO DE MEDICIÓN

Se basa en dos suposiciones o hipótesis básicas:

1. La velocidad de rotación del rotor está relacionada con la velocidad del líquido

$$V_r = K \times V_f \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Pero la velocidad del rotor puede alterarse por:

- Angulo del alabe
- Fricción viscosa
- Fricción de rodamientos
- Acondicionamiento del flujo



2. La velocidad del líquido está relacionada con el flujo volumétrico

$$Q = V \times A \quad (\text{Ec.3.3})$$

Pero el área transversal, A, puede verse afectada por:

- Viscosidad del líquido
- Cavitación
- Depósitos en el rotor
- Desechos filamentosos

### **3.4.1.5 FACTORES QUE AFECTAN EL ÁREA DE FLUJO**

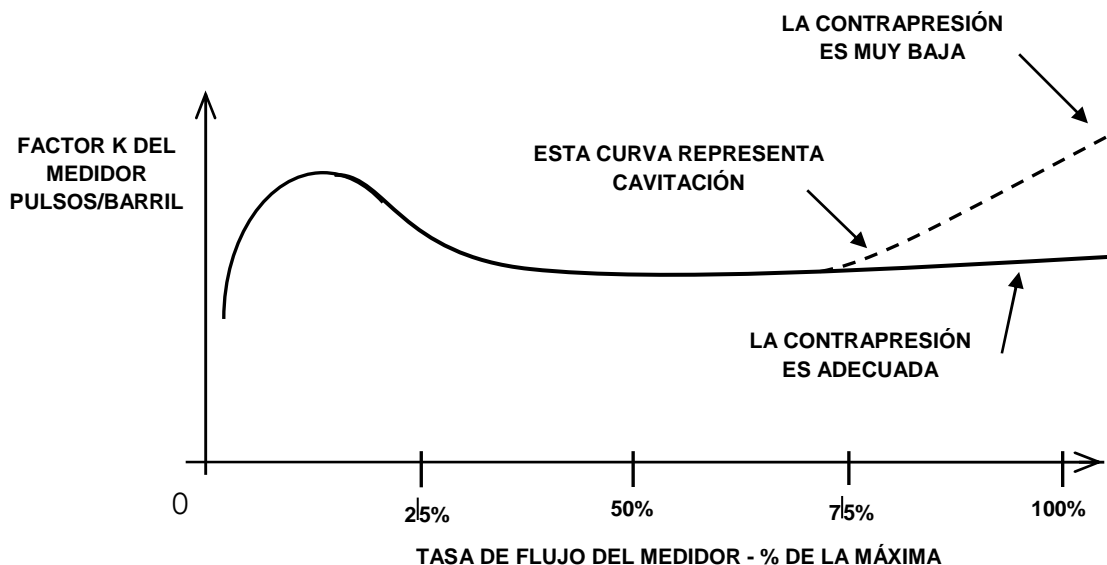
#### **Cavitación**

Es el fenómeno que se presenta cuando la presión de operación llega a ser menor que la presión de vapor del fluido, se produce una vaporización del líquido que está fluyendo.

Cuando ocurre la cavitación el área efectiva de flujo disminuye produciéndose un aumento de la velocidad del fluido al pasar por la turbina, incrementándose bruscamente el factor K. El área efectiva de flujo disminuye ya que las burbujas que se forman ocupan gran espacio, y el líquido es obligado a aumentar la velocidad.

Esto corroe el eje longitudinal de las aspas del rotor. El diseño helicoidal de las aspas es una buena medida para contrarrestar este fenómeno.

#### **FIGURA 3.14 CURVA DEL FACTOR DE CAVITACIÓN**



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN  
ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

### Contrapresión mínima para evitar la cavitación:

$$P_b = 2DP + 1.25P_v \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$P_b$  = Presión mínima en el medidor.

$DP$  = Caída de presión a través del medidor (psig)

$P_v$  = Presión de vapor del líquido (psi).

### Depósitos

Si los depósitos como ceras o parafinas se adhieren a las superficies interiores de la turbina causan disminución del área de flujo.

Los depósitos causan sobre registro de flujo. Por ejemplo:

<u>Turbina</u>	<u>Depósito</u>	<u>Cambio de Precisión</u>
4"	0.001"	0.5%

### Incrustaciones o Filamentos

Cualquier material que se adhiera al rotor causará el efecto de retardar la rotación en comparación a la velocidad del líquido. Las incrustaciones causan un error de sobre registro del flujo.

### **Viscosidad del Líquido**

Al aumentar la viscosidad, se aumenta la velocidad del rotor, para una misma rata de flujo produciéndose un sobre registro, explicado por las fuerzas de torsión de impulso y de resistencia, por tal motivo las fuerzas de impulso debidas a la velocidad vencerán a las fuerzas de resistencia viscosa.

### **3.4.1.6 FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD ANGULAR DEL ROTOR**

#### **Ángulo del alabe**

Puede erosionarse por golpes de objetos extraños, adherencia de basuras, o el material de construcción.

#### **Fricción viscosa**

La resistencia por fricción permanecerá igual, pero el movimiento de torsión desciende cuando baja la rata de flujo, haciendo que la relación de velocidad sea menos lineal.

#### **Fricción de los rodamientos**

Se altera la fricción por formación de depósitos en la chumacera (gasolinas) o en los rodamientos (GLP).

#### **Acondicionamiento del flujo**

El acondicionamiento busca que los remolinos no alteren la velocidad angular del rotor.

### **3.4.1.7 RENDIMIENTO**

El rendimiento de los medidores de turbina es afectado por líquido turbulento y perfiles de velocidad no uniformes y son inducidos por configuración de la tubería

agua arriba y aguas abajo, válvulas, bombas, juntas mal alineadas, soldaduras, u otros obstáculos.

Las condiciones del flujo deben ser usadas para vencer la turbulencia y el perfil de velocidad no uniforme. Igualmente estas requieren usar suficiente longitud de tubería recta, o una combinación de tubería recta y enderezar los elementos insertados en la corrida del medidor contra la corriente.

En la tabla 3.5 se muestran las especificaciones de rendimiento de las Turbinas.

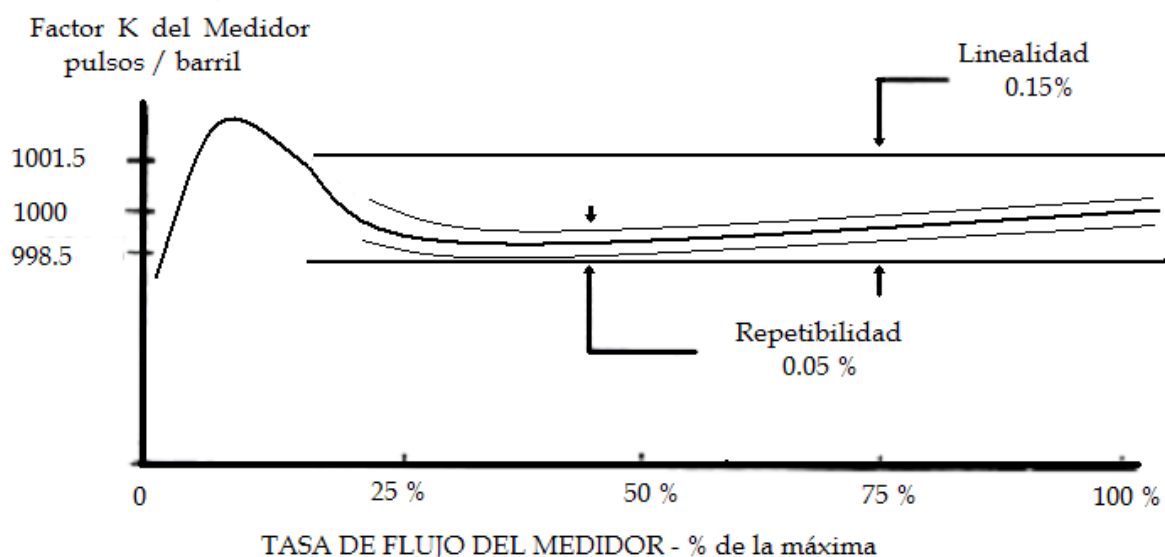
**TABLA 3.5 ESPECIFICACIONES DE RENDIMIENTO DE TURBINAS**

CARACTERÍSTICAS DE RENDIMIENTO	RATA DE FLUJO	ESPECIFICACIÓN
Exactitud de la repetibilidad	5 – 125	± 0.05 %
Precisión de la linealidad	14 – 100	± 0.15 %
Caída de presión	100	4 – 6 Psid
Amplitud de la señal	100	6 – 8 voltios pico a pico
Factor K	100	1,050 ± 50 pulsos , 6"
Rata máxima de flujo	100	4,000 BPH, 6"

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

**FIGURA 3.15 CURVA DE RENDIMIENTO MEDIDOR TURBINA**



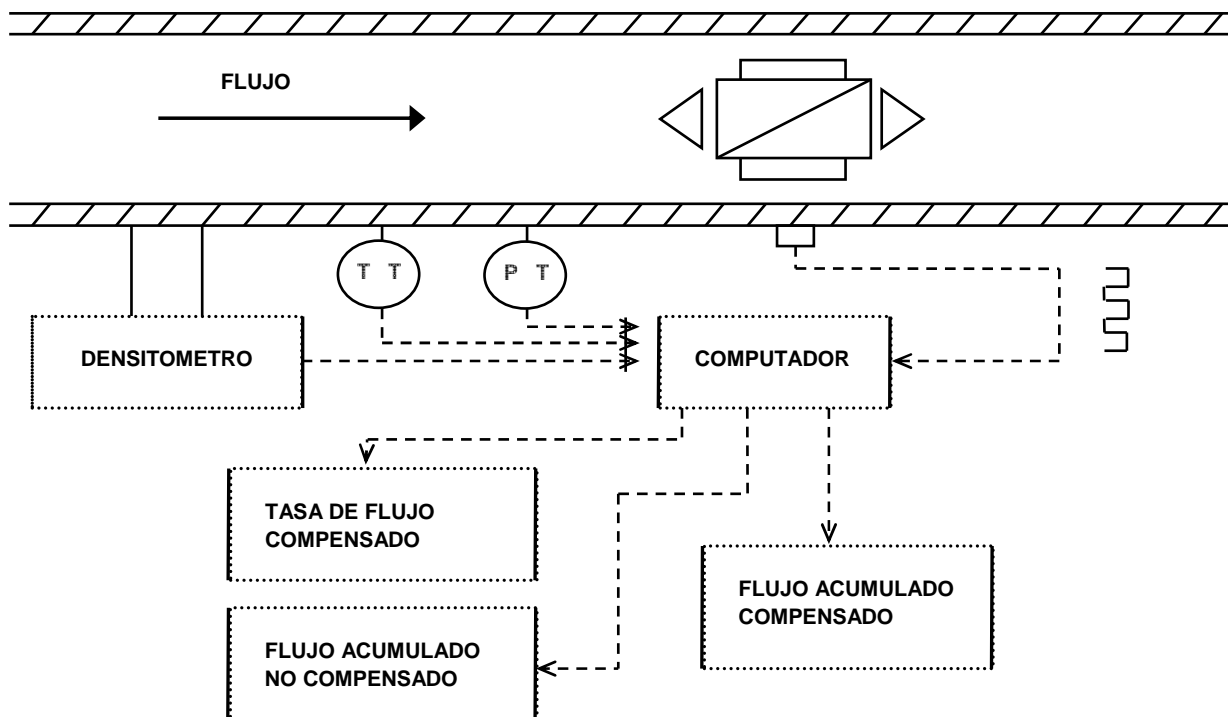
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

### 3.4.1.8 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Las siguientes condiciones afectan la exactitud global de las turbinas:

- Condición del medidor y sus accesorios
- Correcciones de presión y temperatura
- Sistema de pruebas
- Frecuencia de las pruebas
- Variación entre las condiciones de prueba y las de operación
- Operar por fuera del rango de flujo
- Operar con líquidos distintos a los considerados en su diseño
- Fallas en el mantenimiento de accesorios (filtros) en buen estado

**FIGURA 3.16 MEDIDOR DE TURBINA CON COMPENSACIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIAS**

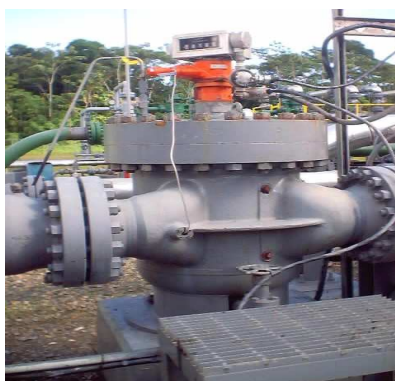


FUENTE: PETROPRODUCCIÓN  
ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

### 3.4.2 MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Un medidor de desplazamiento positivo es un dispositivo de medición de flujo que separa el líquido en volúmenes discretos y los cuenta separadamente. El volumen registrado del medidor de desplazamiento debe ser comparado con un volumen conocido que ha sido determinado por un procedimiento de prueba.

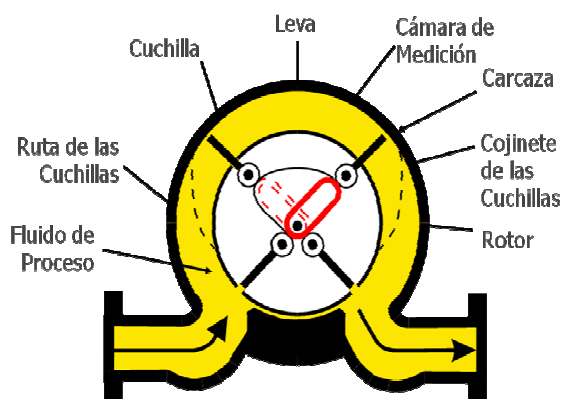
**FIGURA 3.17 MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO EN SITIO**



Las partes que conforman un medidor de Desplazamiento Positivo son:

- La carcasa exterior.
- El elemento interno de medición
- El sistema motriz de los accesorios

**FIGURA 3.18 ESQUEMA DEL MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO**

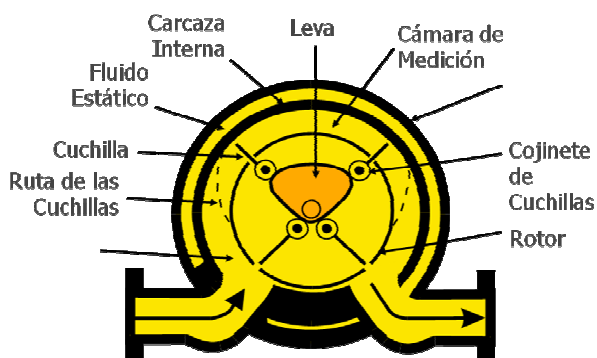


FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

Los medidores pueden ser:

- **Carcasa Simple**, la carcasa exterior sirve tanto como recipiente de presión así como de carcasa del elemento de medición.
- **Carcasa Doble**, la carcasa exterior es únicamente un recipiente de presión.

**FIGURA 3.19 MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO DE DOBLE CARCASA**



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

### **Ventajas de los medidores de doble carcasa**

- No se transmite la tensión de la tubería al elemento de medición.
- El elemento de medición puede ser sacado fácilmente para mantenimiento o para lavar la línea durante la puesta en marcha.
- La presión diferencial a través de las paredes de la cámara de medición es mínima, eliminando así la posibilidad que se presenten cambios en las dimensiones de la cámara de medición, debido a las variaciones de presión del sistema.

#### **3.4.2.1 MEDIDOR P.D. TIPO OVAL**

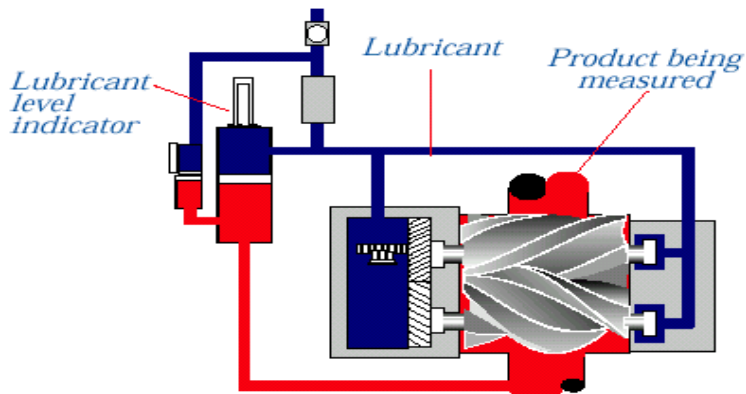
Este elemento de medición consta de 2 rotores de forma oval que encajan entre sí por medio de dientes en su per

iferia. Al girar se crean cámaras de volumen conocido entre los rotores y la carcasa.

#### **3.4.2.2 MEDIDOR P.D. TIPO BI-ROTOR**

Posee dos grandes rotores que se ajustan entre sí en forma precisa.

**FIGURA 3.20 MEDIDOR DESPLAZAMIENTO POSITIVO BI-ROTOR**

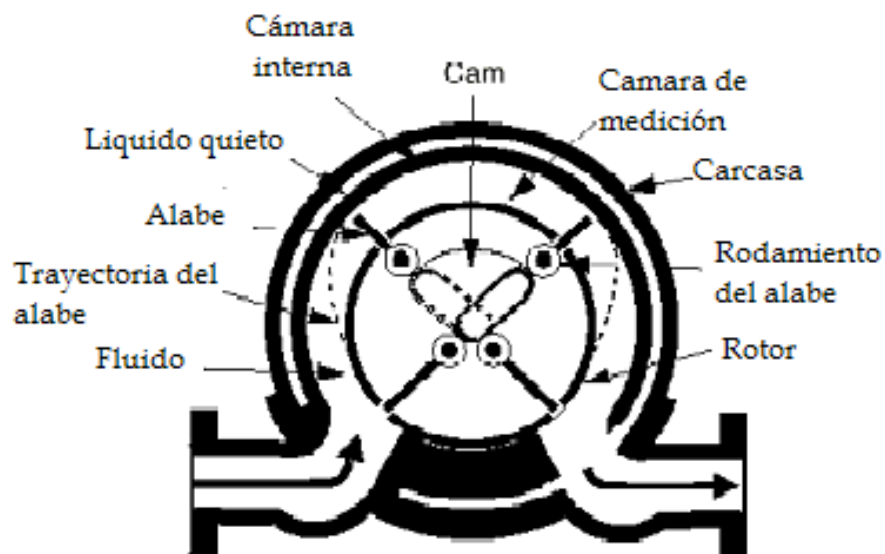


FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

### 3.4.2.3 MEDIDOR PD DE ÁLABES GIRATORIOS

A medida que el líquido fluye a través del medidor, el rotor y los álabes giran alrededor de una leva fija, haciendo que los álabes se muevan hacia afuera.

**FIGURA 3.21 MEDIDOR D.P DE ÁLABES GIRATORIOS-DOBLE CARCASA**



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN



Los movimientos sucesivos de los álabes forman una cámara medidora de un volumen preciso entre los álabes, el rotor, el alojamiento y las cubiertas superior e inferior. Una serie continua de éstas cámaras cerradas se forma por cada revolución del rotor. Ni los álabes ni el rotor hacen contacto con las paredes estacionarias de la cámara medidora.

Uno de los distintivos más sobresalientes del principio del medidor Smith consiste en que el flujo del líquido no es alterado en ninguna forma mientras es medido; en consecuencia, alta precisión y eficiencia son características de éstos medidores.

#### **3.4.2.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO**

El diseño de instalaciones con medidores de desplazamiento debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- La instalación debe ser capaz de manejar las tasas mínima y máxima de flujo, la máxima presión de operación y la gama de temperaturas del líquido a ser medido.
- La instalación debe asegurar una vida de operación máxima y digna de confianza. Los filtros, eliminadores de aire/vapor y otros dispositivos de seguridad deben estar situados aguas arriba del medidor para eliminar sólidos que pudieran causar un temprano deterioro o gases que podrían producir errores en la medición.
- La instalación debe suministrar una presión adecuada en el sistema de medición para el líquido a todas las temperaturas, de tal manera que el fluido medido se encuentre en fase líquida permanentemente.
- La instalación debe tener los equipos necesarios para la prueba de cada medidor y debe ser capaz de duplicar las condiciones normales de operación al momento de la prueba.
- Las instalaciones deben cumplir con todas las normas y códigos aplicables.

#### **3.4.2.5 SELECCIÓN DEL MEDIDOR Y ACCESORIOS**

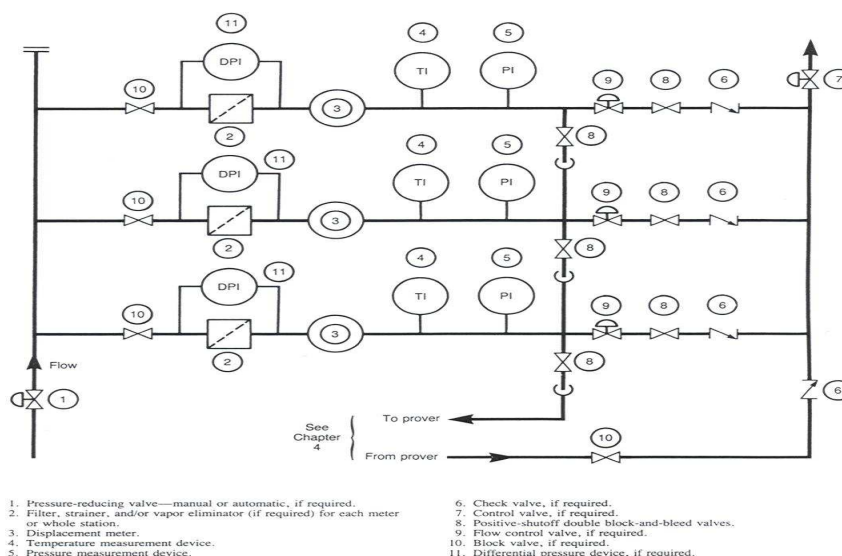
Para la selección apropiada del equipo el fabricante debe dar información detallada en los siguientes puntos:

- Las propiedades de los líquidos medidos, tales como: viscosidad, presión de vapor, toxicidad, propiedades corrosivas y características lubricantes.
- Las tasas de flujo de operación y si el flujo es continuo, intermitente, fluctuante, bidireccional o reversible.
- Requerimientos de exactitud.
- La clase y tipo de conexiones de tubería, materiales y las dimensiones del equipo a utilizar.
- El espacio requerido para las instalaciones del medidor y las de prueba.
- La gama de operaciones de presión, caídas de presión admisibles en el medidor y si la presión sobre el líquido es aceptable para evitar evaporación.
- La gama de temperaturas de operación y la aplicación de compensadores automáticos de temperatura.
- Los tipos de dispositivos de lectura y de impresión y las unidades de volumen que sean requeridas.
- Tipo, método y frecuencia de prueba de los medidores.
- La necesidad de equipo accesorio tales como generadores de pulsos, aparatos para inyección de aditivos y mecanismos para predeterminar la cantidad.
- Válvulas a utilizar en la instalación.
- Métodos y costos de mantenimiento y partes de repuesto que se necesitarán.

#### **3.4.2.6 INSTALACIÓN DE UN MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO**

Los medidores instalados no requieren acondicionadores de flujo. Un dispositivo limitante de flujo, tal como una válvula de control de flujo, deberá instalarse aguas abajo del medidor. En la siguiente figura 3.22 se muestra el diagrama de una instalación según las normas API. En el Anexo 3.3 se indica los pasos para la instalación de Tuberías.

**FIGURA 3.22 INSTALACIÓN DE UN D.P. (SEGÚN NORMA API MPMS)**



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

### 3.4.2.7 RENDIMIENTO DEL MEDIDOR

Es una expresión general para la relación entre el volumen indicado por un medidor y el volumen real que pasa a través de él. El término puede referirse a error del medidor, factor del medidor, precisión del medidor.

### 3.4.2.8 FACTOR DEL MEDIDOR

Se puede utilizar cualquiera de los dos métodos de prueba, dependiendo de la aplicación del medidor y de las condiciones de operación, los cuales se describen a continuación:

- *El primer método*, utiliza un mecanismo calibrador para ajustar la lectura del medidor durante una prueba con el volumen medido en el probador. Los medidores ajustados se usan frecuentemente en sistemas para autotanques, donde se desea obtener lecturas directas en el medidor sin tener que aplicar correcciones matemáticas. Una lectura de medidor directa

o ajustada es correcta solamente para el líquido y las condiciones de flujo en que se realizó la prueba.

- *El segundo método*, se calcula y aplica un factor del medidor. El factor es un número que se obtiene dividiendo el volumen estándar de un líquido que pasa a través de un medidor (medido por un probador) entre la medida correspondiente indicada por dicho medidor a condiciones estándar. Para subsiguientes mediciones, el valor o volumen bruto medido es determinado multiplicando el volumen indicado por el factor del medidor.

#### **3.4.2.8.1 CAUSAS DE VARIACIÓN DEL MEDIDOR**

Hay muchos factores que pueden cambiar el rendimiento de un medidor de desplazamiento. Algunos factores, tal como el ingreso de material extraño al medidor, pueden ser solucionados solamente eliminando la causa del problema. Otros factores dependen de las propiedades del líquido que se mide.

Las siguientes variables pueden afectar el factor del medidor:

- Tasa de flujo.
- Viscosidad del líquido.
- Temperatura del líquido.
- Presión del líquido que fluye.
- Condiciones de limpieza y lubricación del líquido.
- Cambios en las cámaras de medición por deterioro o daño.
- La carga de torque requerida para impulsar el registrador, la impresora y todo el equipo accesorio.
- Mal funcionamiento del sistema de prueba.

Las variables que tienen el mayor efecto sobre el factor del medidor son la tasa de flujo, viscosidad, temperatura y presión. Las cuales se describe a continuación:

#### **Variaciones en la tasa de flujo**

El factor del medidor varía con la tasa de flujo., la curva del factor del medidor puede llegar a ser menos confiable y menos consistente de lo que es en la zona media y en las ratas de flujo altas. Si se hace un gráfico del factor del medidor contra la ratas de flujo para unas condiciones de operación dadas, es posible seleccionar un factor de la curva; sin embargo, si un sistema de prueba se halla permanente instalado, es preferible probar nuevamente el medidor y aplicar el valor obtenido de la prueba.

### **Variaciones en la viscosidad**

El factor de un medidor de desplazamiento se afecta por cambios en la viscosidad que resultan en un deslizamiento variable. La viscosidad puede cambiar por alteraciones en los líquidos que se miden o por variaciones en la temperatura que ocurran sin modificar el líquido. Se debe probar el medidor nuevamente si cambia el líquido o si se produce una variación significativa en la viscosidad.

### **Variaciones en la temperatura**

Temperaturas elevadas pueden vaporizar parcialmente al líquido, originando flujo en dos fases y perjudicar severamente el rendimiento del medidor.

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

Se puede utilizar un compensador automático de temperatura o una corrección calculada manualmente basada en la temperatura promedio de la entrega, para corregir el volumen registrado a una temperatura base de referencia, en la siguiente figura se puede ver un compensador ATG mecánico de temperatura.

### **FIGURA 3.23 COMPENSADOR MECÁNICO DE TEMPERATURA**



Cabe señalar que éste tipo de dispositivo no se lo implementará en el futuro, ya que las nuevas tecnologías lo reemplazaran.

### **Variaciones en la presión**

Si la presión del líquido cuando es medido varía durante la prueba, el volumen relativo de líquido cambiará por efecto de su compresibilidad. El error aumenta en proporción a la magnitud de la diferencia entre las condiciones de prueba y de operación.

Las dimensiones físicas del medidor también cambiarán como resultado de la expansión o contracción de su carcasa bajo presión. Para prevenir este problema se utilizan medidores con doble carcasa.

### **3.4.2.9 PRUEBAS DEL MEDIDOR**

Cuando un medidor está recién instalado las pruebas deben ser frecuentes (diarias o con cada transferencia). Se reducirá la frecuencia de prueba si los factores están bajo control y la repetibilidad total de la medición es satisfactoria.

Después de realizar trabajos de mantenimiento siempre se deberá someter el medidor a prueba. Si el mantenimiento ha desplazado los valores del factor, el período de pruebas debe ser frecuente y se debe repetir hasta que una nueva base de datos se obtenga y se pueda verificar el rendimiento del medidor. Cuando los factores se hayan estabilizado, entonces se puede reducir la frecuencia de prueba.

### 3.4.2.10 INVENTARIO DE MEDIDORES EN EL DISTRITO AMAZÓNICO

A continuación se describirán los medidores actualmente instalados en el Distrito Amazónico.

**TABLA 3.6 MEDIDORES LAGO AGRIO**

ÁREA LAGO AGRIO							
CAMPO	TIPO	DIÁMETRO (Pulgadas)	RATA ( BPM )			PRESIÓN (PSI)	TEMPERATURA (°F)
			MAX.	MIN	NORMAL		
GUANTA	PD	4	11.9	2.4	6.8-9	70	102
	PD	4	11.9	2.4	6.8-9	70	102
LAGO CENTRAL	PD	4	11,9	2,4	8	60	96
	PD	4	11,9	2,4	8	60	96
LAGO CENTRO EXPAM	PD	12	100	20	95	20	85
	PD	12	100	20	95	20	85
	PD	12	100	20	95	20	85
LAGO CENTRO TERMINAL	PD	8	38	7,6	22	25	85
	PD	10	58,3	11,7	28	30	85
	PD	10	58,3	11,7	28	30	85
LAGO NORTE	PD	6	23.8	4.8	9	160	90
	PD	6	23.8	4.8	9	160	90

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

**TABLA 3.7 MEDIDORES LIBERTADOR**

ÁREA LIBERTADOR							
CAMPO	TIPO	DIÁMETRO (Pulgadas)	RATA ( BPM )			PRESIÓN (PSI)	TEMP. (°F)
			MAX.	MIN	NORMAL		
V H R	PD	4	11.9	2.4	7	80	89
	PD	4	11.9	2.4	7	60	90
SANSAH	PD	4	11.9	2.4	8-12	50	96
	PD	4	11.9	2.4	8-12	100	96
CUYABEN	PD	4	11.9	2.4	18	20	90
	PD	6	23.8	4.8	9,6	50	85-90

	PD	6	23.8	4.8	9,6	50	85-90
<b>PICHINCH</b>	PD	8	38	7.6	E/M	45	102
<b>SHUARA</b>	PD	4	11.9	2.4	9,6	120	110
	PD	4	11.9	2.4	9,6	120	110
<b>SUCUMB</b>	PD	10	58.3	11.7	36-43	90	95
	PD	10	58.3	11.7	36-43	90	95
<b>SECOYA</b>	PD	6	23.8	4.8	16-17	60	108-110
	PD	6	23.8	4.8	16-17	60	108-110
<b>SHUSHUQ</b>	PD	3	9.5	1.9	7 A 9.5	100	98
	PD	3	9.5	1.9	7 A 9.5	100	98
<b>TETETE</b>	PD	4	11.9	2.4	7 A 9.5	40	102
<b>TAPI</b>	PD	4	11.9	2.4	7 A 9.5	35	110
<b>FRONTER</b>	PD	4	11.9	2.4	5.7	42	120
	TURBINA	4	11.9	2.4	5.7	42	120
<b>ATACAPI</b>	PD	4	11.9	2.4	6-8	150	104
	PD	4	11.9	2.4	6-8	150	104
<b>PARAHU</b>	PD	4	11.9	2.4	7,3	40	84
	PD	4	11.9	2.4	7,3	40	84

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

**TABLA 3.8 MEDIDORES SHUSHUFINDI**

<b>ÁREA SHUSHUFINDI</b>							
<b>CAMPO</b>	<b>TIPO</b>	<b>DIÁMETRO (Pulgadas)</b>	<b>RATA ( BPM )</b>			<b>PRESIÓN (PSI)</b>	<b>TEMP. (°F)</b>
			<b>MAX.</b>	<b>MIN</b>	<b>NORMAL</b>		
<b>SHUSHUF SUROEST</b>	PD	6	23.8	4.8	28	70	110
	PD	6	23.8	4.8	28	70	110



SHUSHUF SUR	PD	8	38	7.6	40-41	85	124
	PD	8	38	7.6	40-41	85	124
SHUSHUF CENTRAL	PD	8	38	7.6	26	60	97
	PD	8	38	7.6	27	60	97
	PD	8	38	7.6	27	60	97
SHUSHUF NORTE	PD	8	38	7.6	31	80-110	115
	PD	8	38	7.6	31	80-110	115

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

**TABLA 3.9 MEDIDORES SACHA**

ÁREA SACHA							
CAMPO	TIPO	DIÁMETRO (Pulgadas)	RATA ( BPM )			PRESIÓN (PSI)	TEMP. (°F)
			MAX.	MIN	NORMAL		
PUCUNA	PD	3	9.5	1.9	5,6	60	100

	PD	3.	9.5	1.9	5,6	60	100
SACHA CENTRAL	PD	8	38	7.6	28	73	100
	PD	8	38	7.6	28	74	100
	PD	8	38	7.6	28	68	100
SACHA SUR	PD	8	38	7.6	14	63	105
	PD	8	38	7.6	14	63	105
SACHA NORTE 1	PD	8	38	7.6	12	65	114
	PD	8	38	7.6	12	65	114
SACHA NORTE 2	PD	6	23.8	4.8	8	60	104
	PD	6	23.8	4.8	8	60	104

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

**TABLA 3.10 MEDIDORES AUCA**

ÁREA AUCA							
CAMPO	TIPO	DIÁMETRO (Pulgadas)	RATA ( BPM )			PRESIÓN (PSI)	TEMP. (°F)
			MAX.	MIN.	NORMAL		
CONONAC	PD	6	23.8	4.8	13-18	75	114

	PD	6.	23.8	4.8	13-18	75	114
	PD	6	23.8	4.8	13-18	75	114
AUCA SUR	PD	6	23.8	4.8	13	148	95
	PD	6	23.8	4.8	13	148	95
AUCA CENTRAL	PD	8	38	7.6	12	65	107
	PD	8	38	7.6	14	70	107
	PD	8	38	7.6	7,8	30	107
YUCA	PD	6	23.8	4.8	9-19	65	100
	PD	6	23.8	4.8	9-19	65	100
ANACOND	PD	4	11.9	2.4	2.5-3	80	150
CULEBRA	PD	4	11.9	2.4	5	78	96
	PD	4	11.9	2.4	5	78	96
YULEBRA	PD	4	11.9	2.4	8	78	96
	PD	4	11.9	2.4	8	78	105

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAÚL TOCTO

### 3.4.3 ESPECIFICACIONES DE RENDIMIENTO DE MEDIDORES

El control de los sistemas de medición se realiza teniendo en cuenta dos propiedades básicas: la exactitud de la repetibilidad y la precisión<sup>21</sup> de la linealidad.

<sup>21</sup> Precisión: Aquello que posee alta resolución y buena repetibilidad.

### **3.4.3.1. EXACTITUD DE LA REPETIBILIDAD**

Es la especificación de la capacidad del medidor para reproducir su factor K, cuando se realizan calibraciones en periodos cortos de tiempo manteniendo un flujo constante.

### **3.4.3.2 PRECISIÓN DE LA LINEALIDAD**

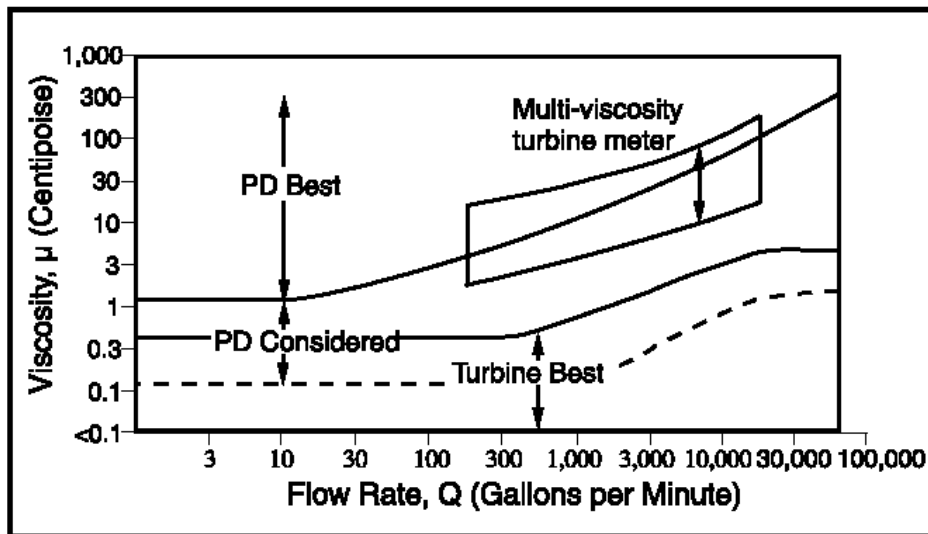
Es la especificación de la capacidad del medidor para mantener un factor casi constante para toda una gama específica de flujos.

### **3.4.4 SELECCIÓN DEL MEDIDOR**

El mejor medidor es aquel que proporciona la mayor exactitud global en grandes sistemas de medición de transferencias, pues el sistema de medición más preciso es el más económico a largo plazo. Se tendrán en cuentas los siguientes factores en su selección:

- Viscosidad del fluido
- Rata de flujo
- Presión máxima
- Contrapresión
- Temperatura del fluido
- Contaminantes del fluido
- Parafinas en el fluido

**GRAFICA 3.1 SELECCIÓN DE MEDIDORES DE TURBINA Y P.D.**



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

La grafica 3.24 presenta algunas pautas para la selección de los medidores en términos de estos dos factores. Como se puede observar los medidores de desplazamiento positivo presentan mejor desempeño con líquidos de alta viscosidad, mientras que las turbinas se desempeñan mejor con líquidos de baja viscosidad.

FIGURA 3.24 SELECCIÓN DE MEDIDORES POR CARACTERÍSTICA DE APLICACIÓN



FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

### 3.5 UNIDADES LACT (Lease Automatic Custody Transfer)

Es un conjunto de equipos ensamblados coherentemente con la finalidad de medir, analizar y registrar volúmenes producidos mientras son entregados a una línea (oleoducto o gasoducto) de forma automática, como se muestra en la figura 3.25. Este proceso requiere de equipos de medición, monitoreo, registro y transmisión, para la transferencia de custodia de líquidos o gases producidos, eliminando o minimizando la necesidad de las actividades manuales.

**FIGURA 3.25 UNIDAD LACT**

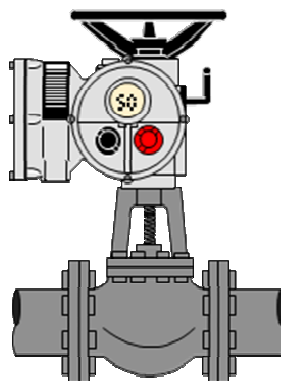


### **3.5.1 COMPONENTES**

#### **3.5.1.1 VÁLVULA DE ENTRADA**

Permite el acceso del fluido a la corriente de medición, sirve para aislar el filtro y el medidor del resto del sistema para el mantenimiento.

**FIGURA 3.26 VÁLVULA DE ENTRADA DE UNIDAD LACT**



#### **3.5.1.2 FILTRO Y ELIMINADOR DE AIRE**

Se requiere un filtro antes del medidor para evitar daños en las partes móviles y mediciones erróneas. También pueden tener un eliminador de aire para desechar los vapores asociados al fluido bombeado. Una bolsa de aire o vapor repentina podría dañar el medidor o provocar errores en la medición.

**FIGURA 3.27 FILTRO DE UNIDAD LACT**



### **3.5.1.3 ACONDICIONADORES DE FLUJO**

Tienen la tarea de eliminar la turbulencia dentro de la tubería y conducir el flujo hacia el medidor minimizando los errores, permitiendo una medición más precisa.

**FIGURA 3.28 ACONDICIONADOR DE FLUJO PARA LACT**



### **3.5.1.4 INSTRUMENTACIÓN ASOCIADA**

Se instalan transmisores de temperatura y presión para enviar al sistema de control estas variables y establecer el correcto funcionamiento del sistema de medición.

**FIGURA 3.29 INSTRUMENTACIÓN ASOCIADA PARA LACT**



### **3.5.1.5 VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO**

Su propósito es controlar el flujo del producto para mantener la presión en el medidor y el probador. Puede estar diseñada con propiedades adicionales como por ejemplo, funcionando como válvula de contrapresión, asegurando que la presión del fluido se mantenga por encima de su presión de vapor.

**FIGURA 3.30 VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO MEDIDOR-PROBADOR**

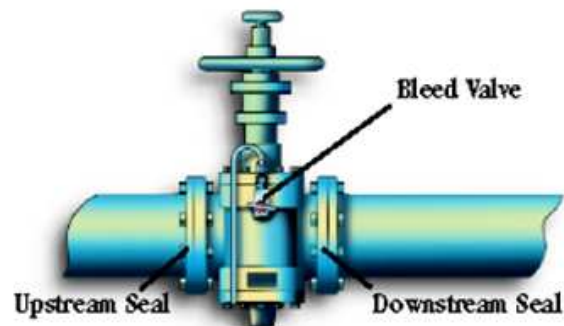


### **3.5.1.6 VÁLVULAS DE DOBLE BLOQUEO Y PURGA**



Aseguran la hermeticidad del sistema.

**FIGURA 3.31 VÁLVULA DE DOBLE BLOQUEO Y PURGA**



### 3.5.1.7 SISTEMA DE CALIDAD

El objetivo del sistema de calidad es determinar la calidad del petróleo en el punto de transferencia de custodia. La cantidad de agua y sedimentos contenida en el petróleo, la gravedad API y en algunos casos el análisis químico son parte del informe de calidad.

**FIGURA 3.32 SISTEMA DE CONTROL DE CALIDAD**



### 3.5.1.8 DENSITÓMETRO

Es un instrumento que maneja una frecuencia de resonancia base, entonces, cuando el crudo pasa a través de él, se produce una alteración en la frecuencia que es proporcional a la masa de crudo, como la densidad es masa por unidad de volumen existe entonces una relación entre la frecuencia de resonancia y la densidad.

**FIGURA 3.33 DENSITÓMETROS**



### **3.5.1.9 MEDIDOR DE PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS**

Es un instrumento que maneja una frecuencia de oscilación base o de referencia (microondas) y cuando el crudo pasa a través de él, se produce una alteración en la frecuencia que es proporcional al contenido de agua en el crudo. Esta variación es producto de la gran diferencia que existe entre las constantes dieléctricas del crudo (2,2) y el agua (68). Un microprocesador registra y actualiza los valores del contenido de agua en el crudo cada segundo.

**FIGURA 3.34 MEDIDOR DE AGUA Y SEDIMENTOS**



### **3.5.1.10 COMPUTADORES DE FLUJO**

Provee toda la data global del sistema de medición, recibe y transmite todas las funciones de operación de la unidad en comunicación con los computadores de flujo.

**FIGURA 3.35 COMPUTADOR DE MEDICIÓN DE FLUJO**



### **3.6 PROBADORES**

Los probadores son equipos que tienen un volumen calibrado y certificado, el cual se utiliza como patrón para calibrar medidores de flujo. Por medio de este equipo se determina si la lectura de los medidores es correcta o si está arrojando datos con error.

Los probadores normalmente utilizados son:

- Probadores Volumétricos o tanques calibrado.
- Probadores de desplazamiento mecánico.
- Medidores maestros.
- Probadores de volumen pequeño o “Small volume prover”.

Los probadores de desplazamiento mecánico se clasifican en:

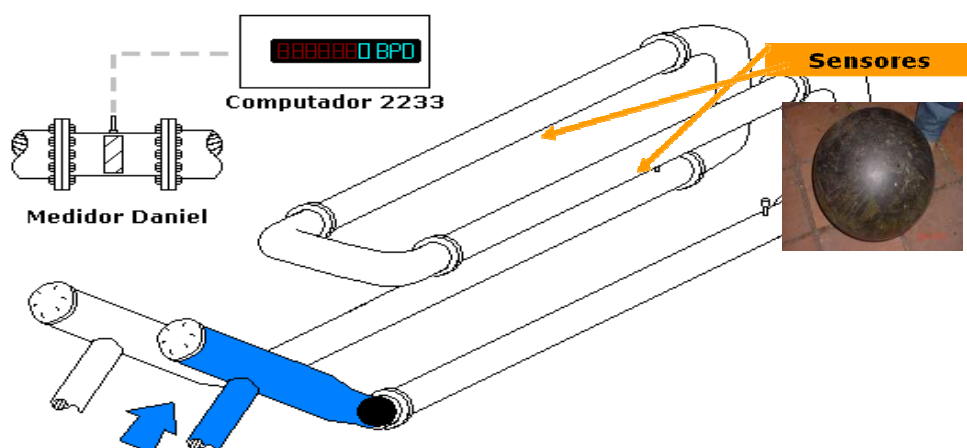
- Bidireccionales de esfera.
- Bidireccionales de pistón.
- Unidireccionales de esfera.

### 3.6.1 FUNCIONAMIENTO

El calibrador es un tubo en u, con una esfera de nitrilo en su interior que es arrastrada cuando el crudo pasa por él.

Los calibradores están doblados en su extremo para ahorrar espacio. Este doblez no afecta su funcionamiento.

FIGURA 3.36 PROBADOR FUNCIONAMIENTO



La esfera sale desde una plataforma de lanzamiento y hace el recorrido por todo el tubo. Cuando pasa por dos sensores se activa o apaga el conteo de pulsos de la turbina.

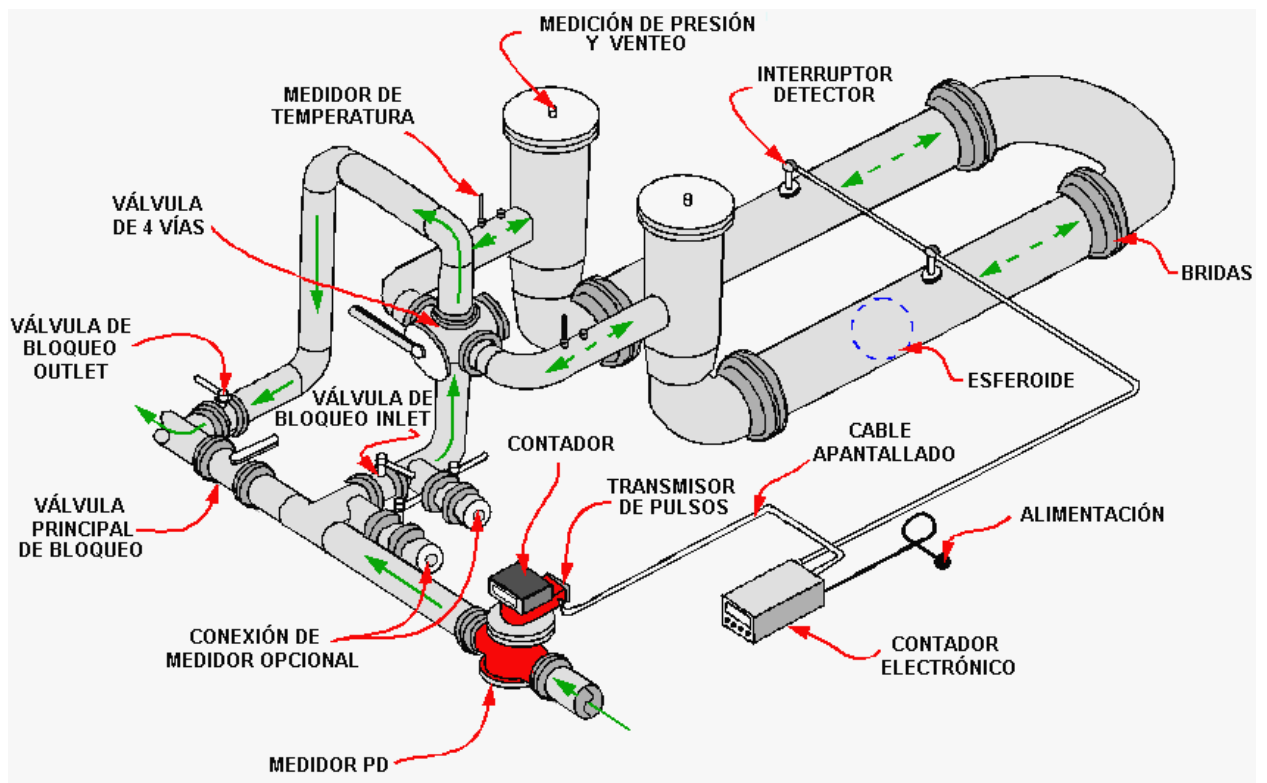
Una válvula de 4 vías cambia el sentido del flujo para volver a pasar la esfera en sentido contrario.

### 3.6.2 PROBADOR BIDIRECCIONAL

Los probadores bidireccionales de esfera consisten básicamente de:

- Una válvula de 4 vías.
- 2 Cámaras de lanzamiento.
- Tubería de carrera previa.
- Sección de tubería de volumen calibrado.
- 2 switches para detectar el paso de la esfera.

FIGURA 3.37 PROBADOR BIDIRECCIONAL



La tubería previa permite suficiente tiempo a la válvula de 4 vías para hacer sello completo antes que el desplazador actúe los switches detectores. Si la válvula de 4 vías no ha terminado totalmente su recorrido, no se puede garantizar que la totalidad del flujo que pasa por el medidor sea igual a la que pasa por el probador en un determinado sentido (Ida o regreso).

El volumen entre switches detectores de un probador está definido por el API Capítulo 4 sección 2 (“Conventional Pipe Provers”) numeral 4.2.7.3. “Proving Systems” y establece que “una corrida de prueba de un medidor, consiste de un viaje completo (ida y vuelta) del desplazador (esfera o pistón) y que el volumen en este tipo de probadores, es expresado como la suma del volumen desplazado, en 2 consecutivos viajes en opuestas direcciones.

### 3.6.3 MANTENIMIENTO

La instrumentación asociada a los sistemas de medición debe ser calibrada y verificada periódicamente de acuerdo con las rutinas de mantenimiento establecidas por el fabricante ó por el área encargada.

Se requiere verificar:

### **3.6.3.1 RECOMENDACIONES QUE ASEGURAN CORRIDAS DE CALIBRACIÓN EXITOSAS**

- La calibración de los patrones de Temperatura y Presión.
- El cumplimiento del programa de calibración establecido y registrado en SAP.
- En el probador, la calibración de los transmisores de temperatura y Presión.
- La inspección del sello de la válvula de 4 vías del probador.
- Inspección a la esfera del probador
- La vigencia de la calibración del probador
- Verificar que estén los sellos colocados en las válvulas de drenaje del probador.

### **3.6.3.2 ESPECIFICACIONES DE NORMAS DEL INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO**

Se recomienda que el volumen total calibrado del probador permita al menos 10.000 pulsos contados durante una prueba. Esto es debido a que el rango de repetibilidad de los switches del detector, indica que se puede contar un pulso más o menos en la prueba. Este error de 2 en 10.000 pulsos (0,02%) es el nivel de repetibilidad, el cual es generalmente aceptado cuando los medidores son calibrados contra un probador de tubería.

Si una corrida de prueba consiste de 20.000 pulsos generados por el medidor, entonces cada pasada por el probador, deberá totalizar 10.000 pulsos, generado por el medidor bajo prueba.

En el ejemplo previo, un medidor de desplazamiento positivo genera 200 pulsos por galón.

Los cálculos de volumen calibrado, es como sigue: Para calcular cual es la longitud de tubería de carrera previa (MSL, “ Length of the measuring section”), de un probador con los siguientes datos:

Máxima rata de flujo = 847 BPH

Tubería 8” (Schedule 40) I.D= 7.981 Pulgadas (Diámetro Interno)

Tiempo de actuación de la válvula= 5 segundos

Entonces, La velocidad del fluido o “DV”

Velocidad del desplazador =

$$\frac{(BPH * 0.07148)}{(ID/2)^2} = \frac{(847 BPH * 0.07148)}{15.92"} = 3.80 \text{ pies/seg}$$

Longitud de carrera previa = velocidad del fluido x tiempo de actuación de la válvula

$$= 3.80 \text{ pies/segundo} * 5 \text{ seg.}$$

$$= 19 \text{ pies}$$

En consecuencia, un medidor genera un mínimo de 20.000 pulsos, en viaje completo, cuando está siendo calibrado con un probador de desplazamiento mecánico, tipo bi-direccional y de un mínimo de 5 corridas completas dentro del 0,05% de repetibilidad. Este volumen es conocido como “VDS” o volumen entre switches detectores.

### **3.6.3.3 VELOCIDAD DE DESPLAZAMIENTO DE LA ESFERA O PISTÓN AL MÁXIMO CAUDAL DE FLUJO (DV)**

La velocidad del desplazador puede estar nominada por el diámetro interior de la tubería del probador y al máximo y mínimo caudal flujo de los medidores bajo prueba.

El "API Manual of Petroleum Measurement Standard Chapter 4 Proving Systems" hace una recomendación final sobre la velocidad máxima de desplazamiento (DV) como sigue:

- 10 pies/seg. para probadores unidireccionales.
- 10 pies/seg. para probadores bidireccionales donde es posible controlar las ondulaciones consideradas en su diseño.
- 5 pies /seg., para probadores bidireccionales sobre todas las aplicaciones.

#### **3.6.3.4 VELOCIDAD DE LA ESFERA AL MÍNIMO CAUDAL DE FLUJO.**

El mínimo caudal de flujo al cual la esfera puede operar se relaciona directamente con la lubricidad del líquido.

Si el fluido no es lubricante y la esfera esté moviéndose a 0.3 pies/seg. o menos, hay una posibilidad que el desplazamiento se haga intermitentemente y dará como resultado la no repetibilidad en las corridas de prueba.

#### **3.6.3.5 VELOCIDAD DEL DESPLAZADOR**

Algunos fabricantes utilizan para calcular el volumen calibrado entre switches detectores (VDS), diferente al volumen certificado entre microswitches de ida y vuelta, la siguiente fórmula: *0.5% del máximo caudal de flujo.*

Ejemplo: Para una rata de flujo de 1500 BPH y un MSD, tenemos:

$$DV = BPH \times 0.071487 \quad (MSD/2)^2 \quad (EC. 3.5)$$

$$DV = 1500 \times 0.071487 = 4.28 \text{ pies/seg.} \quad (10/2)^2$$

Donde MSD<sup>22</sup> viene dado en pulgadas.

---

<sup>22</sup> MSD: Measuring Section Diameter = Diámetro interno de la tubería de 10"



### 3.6.4 FALLAS DEL PROBADOR

El computador está capacitado para informar varios tipos de fallos en la corrida de calibración, también por medio del impresor.

#### **Fallo en el sello (*Seal Failure*)**

Cuando la válvula de 3 vías no se cerró después de ser operada.

#### **Falla de detección (*Detector Fail*)**

No se registró el arranque o parada del conteo de pulsos, luego de 5 minutos de ser lanzada la esfera.

#### **Excedido el máximo de intentos (*Max tries exceeded*)**

Indica que se han hecho 10 corridas sin obtener cuatro factores del medidor consecutivos, dentro de un rango de 0.05% entre sí.

#### **Operador (*Operator*)**

Indica que el operador movió el botón de calibración en el tablero de control mientras se efectuaba una corrida.

#### **Falla por Energía (*Power Fail*)**

Se detectó una falla en el sistema eléctrico mientras se hacía una corrida.

#### **Medidor no seleccionado (*Meter not selected*)**

Se efectuó una corrida sin indicar cuál es el medidor a calibrar.

### 3.6.5 CALIBRACIÓN DEL PROBADOR

Los probadores de desplazamiento mecánico se calibran cada 5 años utilizando el método water draw API MPMS Capitulo 4.

El método waterdraw consiste básicamente en pasar agua por el probador y recolectarla en unos seraphines los cuales se utilizan como patrón de volumen. El volumen que se recolecta en los seraphines es justamente el que equivale al volumen comprendido entre los dos switches del probador. Para esto se utiliza la

válvula de cuatro vías, y una válvula solenoide la cual indica el paso de la esfera y así alinea el flujo hacia los seraphines.

La calibración del probador se realiza por una compañía especializada que disponga del equipo requerido, la experiencia y el personal debidamente entrenado. También se le calibran los instrumentos que registran la temperatura y la presión.

Las válvulas que alinean el flujo de los medidores hacia el probador cuando se realiza la calibración son de doble sello y purga, con esto se garantiza que todo el volumen pasado por los medidores pasa a través del probador.

La esfera debe estar en perfecto estado de redondez, no debe presentar ovalamientos, y si esto ocurre debe ser reemplazada.

Las principales causas que contribuyen al deterioro del probador son:

- Desgaste por uso
- Tiempo de uso.

La re calibración de un probador se efectúa cuando se presentan alguna (s) de las siguientes condiciones, de acuerdo a la norma API-MPMS Capítulo 4 – Proving Systems, sección 8 – Operation of Proving Systems.

#### **3.6.5.1 REVISIONES AL PROBADOR**

Se revisa que el probador esté apto para ser utilizado como patrón volumétrico para calibrar los medidores.

1. Se verifica que la fecha de calibración del volumen sea menor a 5 años para probadores de desplazamiento mecánico, y 3 años para probadores compactos.
2. Se comprueba que la instrumentación de temperatura, y presión del probador esté debidamente calibrada.

3. Se confirma si la válvula de 4 vías del probador hace buen sello, con lo cual se garantiza que no hay pase. Esto se realiza con la ayuda de instrumentación y mantenimiento.
4. Se verifica que las válvulas de drenaje del probador estén completamente cerradas, y tengan colocado un sello para garantizar su integridad.

## **CAPÍTULO 4**

## **SISTEMAS CON TECNOLOGÍA DE ÚLTIMA GENERACIÓN Y NORMAS QUE SE DEBEN APLICAR**

### **4.1 MARCO LEGAL**

Son un conjunto de reglamentos fijados por cada País para el desarrollo de las operaciones Hidrocarburíferas, todas las empresas ligadas a esta actividad están obligadas a cumplirlos, sujetándose a las sanciones respectivas por incumplimiento.

Los artículos que a continuación se citan están tomados del REGLAMENTO GENERAL DE OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS del CAPÍTULO IV, De la Explotación – De la medición y fiscalización de la producción.

**Artículo 39.-** Responsabilidad: PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, medirán la producción del área del contrato, yacimientos, campos y pozos y la calidad de hidrocarburos, conforme a lo establecido en este reglamento.

**Artículo 40.-** Medición de la producción: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, reportaran diariamente a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, la producción de cada pozo productivo detallando los resultados individuales para petróleo, agua y gas libre o asociado, para lo cual utilizarán el formato que se establezca para el efecto.

Asimismo, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, medirán y obtendrán los resultados de la producción mensual del área del contrato, yacimiento y campo. La información obtenida se incluirá en el reporte mensual de producción y calidad de hidrocarburos que debe ser presentado a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, dentro de los diez (10) primeros días del siguiente mes, en los formatos que para el caso fije el Ministerio de Minas y Petróleos.

Los formatos con la información podrán ser entregados en papel, correo electrónico o a través de la página WEB del Ministerio de Minas y Petróleos.

**Artículo 41.-** Fiscalización de la producción: La medición y la fiscalización de los hidrocarburos provenientes del área del contrato, se realizarán diariamente en los centros de fiscalización y entrega establecidos en el contrato o en los puntos

determinados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, mediante equipos de medición automática o aforo en tanques de almacenamiento. Los resultados de la fiscalización se asentarán día a día en el registro respectivo, que será presentado diariamente a la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

**Artículo 42.-** Métodos y procedimientos de medición: Las mediciones y el control de la calidad de hidrocarburos se realizarán aplicando el "Manual of Petroleum Measurement Standards" o cualquier otro método y procedimiento acorde con los estándares y prácticas de la industria petrolera internacional. En forma previa a su utilización, los métodos y procedimientos seleccionados deberán ser notificados a la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

**Artículo 43.-** Equipos de medición: PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, deberán instalar equipos de medición automática, con medidores duplicados. Estos aparatos de medición deberán permitir el registro de los resultados en forma remota y estar equipados con impresor de boletas de medición.

**Artículo 44.-** Calibración: Los equipos de medición deberán ser probados una vez por semana como mínimo y comprobados periódicamente a solicitud de cualquiera de las partes contratantes o de la Dirección Nacional de Hidrocarburos. La calibración de los equipos de medición automática deberá efectuarse cada vez que sea necesario, antes de su uso, a solicitud de cualquiera de las partes contratantes o de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, en función de las especificaciones dadas por el fabricante de los equipos y las normas bajo las cuales fueron fabricados.

Asimismo, los tanques de almacenamiento, antes de su uso, deberán ser calibrados y el uso de las tablas de calibración volumétrica deberá ser autorizado previamente por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Las calibraciones serán realizadas conforme a las prácticas de la industria petrolera internacional por empresas inspectoras independientes registradas en la Dirección Nacional de Hidrocarburos, a costo de la contratista.

## 4.2 MARCO NORMATIVO

La necesidad de regulaciones y de políticas comunes de medición en la industria, marcó la creación de varias normas que nos dan las pautas para facilitar las operaciones de ingeniería de la manera más segura y precisa posible.

Entre las normas más usadas y representativas se encuentran:

- **ISO (International Organization for Standards):** Organización Internacional para Estándares.
- **ANSI (American National Standards Institute):** Instituto Nacional de Estándares Americanos.
- **NIST (American National Institute for Standards and Technology):** Instituto Nacional Americano para Estándares y Tecnología.
- **API (American Petroleum Institute):** Instituto Americano del Petróleo.
- **ASTM (American Society for Testing and Materials):** Sociedad Americana para Pruebas y Materiales.
- **GPA (American Gas Producers Association):** Asociación Americana de Productores de Gas.
- **IP (The Institute of Petroleum- London):** Instituto del Petróleo – Londres.
- **AGA (American Gas Association):** Asociación Americana de Gas.
- **ISA (International Society of Automation):** Sociedad Internacional de Automatización.
- **OIML R117(International Organization for Measurement ):** Organización Internacional para la Medición.

### 4.2.1 NORMAS API

Los estándares API están basados en las mejores prácticas y definen la aplicación adecuada de un medidor de flujo específico.

En correspondencia al desarrollo del tema, procederemos a la descripción de las Normas:

- API MPMS 5.6 para Medidores Coriolis
- API MPMS 5.8 para Medidores Ultrasónicos

#### **4.2.1.1 NORMA API MPMS 5.6**

Describe los métodos para conseguir niveles de exactitud en la transferencia de custodia cuando un medidor coriolis es usado en la medición de hidrocarburos líquidos.

En el desarrollo de éste punto se describirá las partes más relevantes, que tienen que ver con:

- Sensor.
- Transmisor.
- Condiciones de Instalación.

El terreno de aplicación de estas normas es cualquier división de la industria petrolera donde la medición dinámica de flujo es necesaria.

##### **4.2.1.1.1 SENSOR DE FLUJO**

Se necesita seleccionar medidores de flujo para medir parámetros seguros y con precisión sobre el rango de funcionamiento. El sensor nos da la medida directa de la masa de flujo y la densidad; todos los otros parámetros se infieren de estas dos mediciones.

Cabe notar que los medidores Coriolis tienen una señal de salida basada en la masa y esto nos permite solucionar los errores por sólidos asociados con los medidores volumétricos.

La selección del material está basada en las propiedades del fluido, es decir, si éste es corrosivo o si existen materiales de formación abrasivos.

##### **4.2.1.1.1.1 CONFIGURACIÓN DEL SENSOR**

Cada fabricante diseña un sensor diferente y cada uno tendrá su propia configuración en la tubería, la cual está influenciada por:

- Caída de presión dentro del medidor
- Susceptibilidad a la corrosión y cavitación.
- Caudal mínimo y máximo.
- Exactitud de la medida.
- Susceptibilidad a taponamientos y parafinas.

La caída de presión para una instalación en particular dependerá de la configuración de la tubería, densidad, viscosidad del fluido y el caudal de fluido deseado.

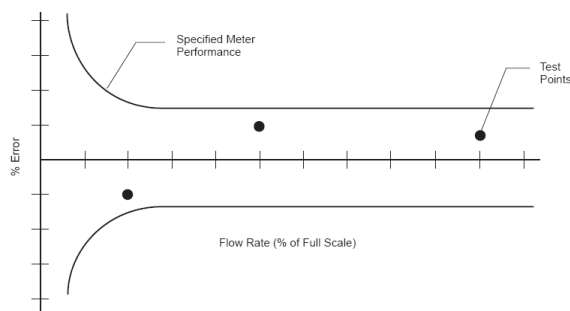
Las velocidades de flujo altas con presencia de partículas abrasivas pueden causar corrosión y fallas en el sensor.

#### **4.2.1.1.1.2 EXACTITUD DEL SENSOR**

Es una función del flujo másico a través del sensor, los límites de errores son frecuentemente provistos por los fabricantes para caudales máximos del 100% a porcentajes pequeños de éste caudal. Como otros mecanismos de medida, la incertidumbre incrementa cuando el caudal se aproxima a cero. Como se muestra en la gráfica 4.1

#### **GRÁFICA 4.1 ESPECIFICACIÓN TÍPICA DE UN MEDIDOR MÁSIKO TIPO CORIOLIS**





La exactitud del sensor de flujo también puede ser afectada por pulsaciones y vibraciones agudas. Se debe seleccionar un medidor que se encuentre dentro de los rangos de exactitud requeridos para minimizar la influencia de dichos factores.

#### **4.2.1.1.3 RANGOS DE PRESIÓN**

El sensor de flujo debe tener un rango de presión adecuado para su instalación. Considerando los límites máximos y mínimos de la presión a través del sensor de flujo, nos aseguramos que las presiones de trabajo incluyan condiciones de operación anormales como cierres por mantenimiento y obstrucciones de flujo.

#### **4.2.1.1.4 PARTE ELÉCTRICA**

Hay que considerar los requerimientos de energía para el sensor de flujo y el transmisor. Es decir, diseñar un sistema eléctrico que nos proporcione fidelidad y seguridad en la señal.

El sensor, el transmisor y los cables que los conectan son susceptibles a la interferencia electromagnética (IEM).

La señal eléctrica generada al ser relativamente baja puede ser afectada por la interferencia eléctrica de equipos y alambrados cercanos al medidor. Para esto, los medidores utilizan varios materiales que proporcionan un escudo en contra de esta interferencia.

#### **4.2.1.1.5 DOCUMENTACIÓN**

Los certificados de calibración, los resultados de pruebas, certificados del área eléctrica e informes de la pruebas de materiales deberán ser proporcionados por el fabricante.

#### **4.2.1.1.1.6 FLUJO BIDIRECCIONAL**

Si la aplicación de flujo bidireccional es requerida, se debe seleccionar un sensor de flujo que sea compatible con ésta condición.

#### **4.2.1.1.1.7 ORIENTACIÓN DEL SENSOR**

Los diferentes fabricantes tienen los requerimientos específicos de acuerdo a la orientación del sensor asociada a la tubería.

#### **4.2.1.1.2 TRANSMISOR**

##### **4.2.1.1.2.1 MEDIO AMBIENTE**

Se debe evaluar la temperatura y humedad extremas para una apropiada protección.

##### **4.2.1.1.2.2 PARTE ELÉCTRICA**

Se requiere de una fuente de energía para mediciones continuas o intermitentes de la lectura de salida.

##### **4.2.1.1.2.3 OPERABILIDAD**

- Tamaño del transmisor.
- Medios de configuración.
- Listado de parámetros.
- Facilidad de conexiones eléctricas.
- Facilidad de encerrar y cambios de parámetros.
- Habilidad para totalizar flujos bidireccionales separadamente.
- Alarmas.

#### **4.2.1.1.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DEL SISTEMA**

##### **4.2.1.1.3.1 GENERALIDADES**

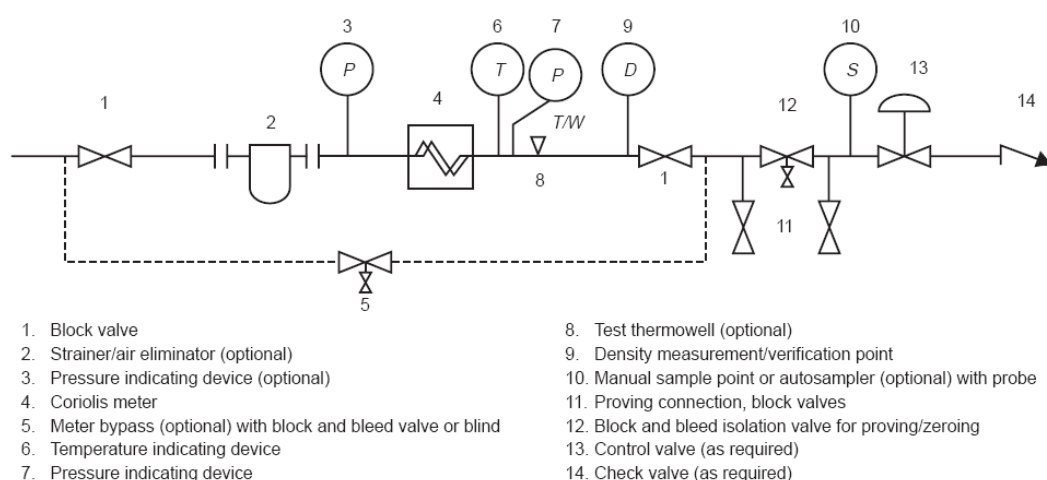
Las vibraciones externas pueden causar errores en la medición.

El flujo bifásico (líquido y gas) puede afectar el comportamiento de la medición.

Los sistemas de medición coriolis deben cumplir con todos los códigos y regulaciones aplicables.

Un dibujo esquemático de una instalación típica se muestra en la figura 4.1

**FIGURA 4.1 ESQUEMA TÍPICO DE INSTALACIÓN DE UN MEDIDOR MÁSIICO TIPO CORIOLIS**



#### 4.2.1.1.3.2 INSTALACIONES

- Cuando el rango de flujo o la caída de presión son demasiado grandes para un medidor, la instalación de un conjunto de medidores puede ser usada en paralelo. Cuando más de un medidor se encuentra en paralelo, se deben proporcionar los medios para equilibrar el flujo a través de los medidores.
- Cualquier condición que tiende a contribuir en la vaporización o cavitación del líquido de vapor debe ser evitado, diseñando un sistema de medición con las condiciones de rango específicas. La vaporización o cavitación pueden minimizarse o eliminarse manteniendo una presión suficiente a lo largo del medidor.

- El flujo bifásico como ya se mencionó afecta el comportamiento de la medición. Por tal motivo un medidor coriolis debe tener un equipo eliminador de aire/vapor, como sea necesario, para que la exactitud de la medida no se vea afectada.
- El efecto remolino de fluido y los perfiles de velocidad no uniformes que pueden ser causados tanto aguas arriba como aguas abajo del medidor, son diferentes uno del otro al depender de su diseño.
- Los medidores coriolis deben ser orientados para asegurarse que en la medición los tubos estén completamente llenos de fluido bajo la condiciones de flujo estático, puesto que si el gas se acumula puede causar falsas lecturas.
- Filtros u otros dispositivos de protección pueden ser instalados aguas arriba del medidor para remover objetos extraños, los cuales pueden causar errores en la medición.
- Se debe proveer accesos necesarios tanto para la lectura como para las reparaciones de los transmisores de medición. Una grúa o camión puede necesitarse para reparaciones de medidores más grandes.
- Hay que evitar instalaciones cerca de fuentes de vibración y pulsación.

#### **4.2.1.2 NORMA API MPMS 5.8**

Describe los métodos para conseguir niveles de exactitud en la transferencia de custodia, cuando un medidor ultrasónico es usado en la medición de hidrocarburos líquidos.

En el desarrollo de éste punto se describirá las partes más relevantes, que tienen que ver con:

- Condiciones de Diseño.
- Condiciones de Instalación.

Como en la Norma anterior el terreno de aplicación es el mismo.

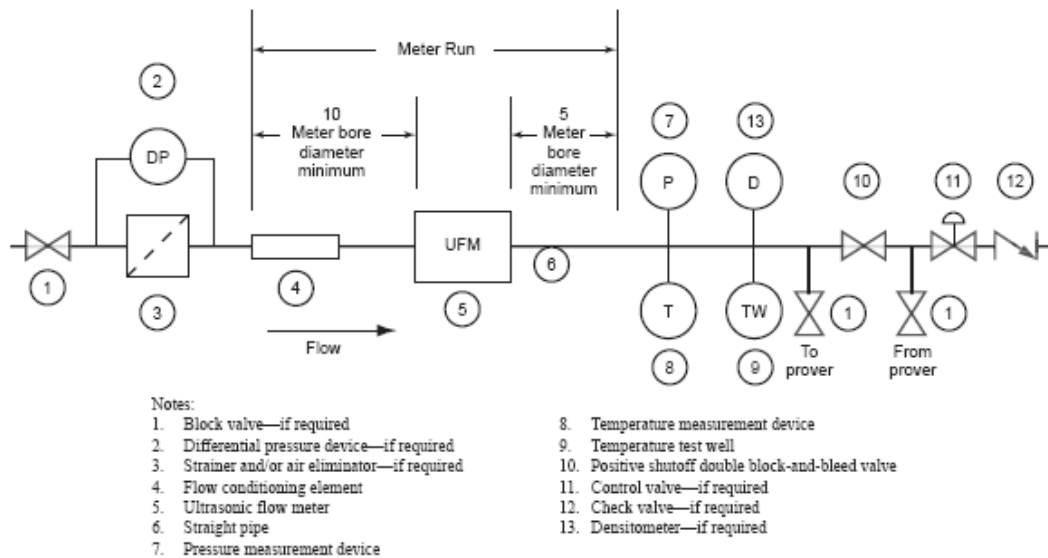
#### 4.2.1.2.1 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

El diseño un medidor de flujo ultrasónico tiene las siguientes consideraciones:

- Debe considerar los flujos máximos y mínimos de caudal, temperaturas, presión y las siguientes propiedades físicas: viscosidad, densidad relativa, presión de vapor y corrosividad.
- Los dispositivos de temperatura, presión y los detectores de densidad deben ser instalados de una manera que tenga relación con las actuales condiciones de medición. Estos son colocados preferentemente aguas abajo del medidor como se muestra en la figura 4.2
- El tiempo de transito de los medidores ultrasónicos no requiere del uso de filtros, ya que estos medidores no tienen partes mecánicas móviles que puedan ser afectadas por la presencia de sólidos. El uso de filtros puede ser requerido para proteger los equipos asociados como probadores o bombas.
- Si aire o vapor están presentes en el flujo de vapor, se deben colocar eliminadores para minimizar el error en la medida (ver figura 4.2).
- El diseño del sistema debe asegurar que la medición del líquido esté bajo las condiciones de operación. La colocación de los medidores en puntos altos no debe ser permitida. Los medidores ultrasónicos deben ser instalados en cualquier posición plana. Sin embargo, se debe tomar precaución para que los transductores no sean colocados en la cima o fondo de la tubería para minimizar los efectos de aire o sedimentos. La instalación debe estar orientada de acuerdo a la recomendación de los fabricantes.
- Los diseños deben obedecer los códigos y regulaciones aplicables.
- Los medidores pueden protegerse de las presiones excesivas a través del uso apropiado de dispositivos de alivio de presión. Ésta protección puede requerir de la instalación de otro tipo de equipos.

- La presión de operación en los medidores debe mantenerse sobre la presión de vapor.

**FIGURA 4.2 INSTALACIÓN TÍPICA DE UN MEDIDOR ULTRASÓNICO**



#### 4.2.1.2.2 FLUJO BIDIRECCIONAL

- Si el medidor es utilizado en flujo bidireccional, un acondicionador debe ser instalado aguas arriba en ambas entradas del medidor.
- Si el medidor es usado para medir flujo bidireccional, la recalibración y medida del factor debe ser realizada para cada dirección.
- Si el medidor es utilizado más a menudo en una dirección que en otra, los instrumentos de temperatura, presión y/o densidad deben ser colocados aguas abajo en la dirección de la corrida.

#### 4.2.1.2.3 INSTALACIÓN

Se deben seguir las normas aplicables a la industria cuando se instalan los componentes del medidor.

##### 4.2.1.2.3.1 ACONDICIONADORES DE FLUJO

Son elementos utilizados para reducir los remolinos o los perfiles distorsionados de velocidad. El diseño debe proporcionar un flujo condicionado aguas arriba y

abajo del medidor. Las longitudes de tuberías rectas de 10 diámetros de tubo con acondicionador de flujo (20 o más diámetros de tubería sin acondicionador de flujo) aguas arriba del medidor y 5 diámetros de tubería aguas abajo del medidor deben proveer una condición efectiva, a menos que las recomendaciones del fabricante o las investigaciones de flujo avalen otras longitudes (ver figura 4.2).

#### **4.2.1.2.3.2 VÁLVULAS**

Las válvulas requieren de una especial consideración, ya que su localización y comportamiento pueden afectar la exactitud de la medición.

La localización habitual de las válvulas de control de presión y flujo debe ser aguas abajo del medidor, para prevenir accidentes involucrados en la operación.

Las válvulas, particularmente aquellas que se encuentran entre el medidor y el probador requieren una válvula de doble bloqueo, para prevenir fugas.

#### **4.2.1.2.3.3 TUBERÍA**

Se seguirán las normas aplicables a la industria cuando se instalen los componentes del medidor. El medidor debe tener un valor de presión adecuado para el sistema en el cual es instalado.

Considerando los límites máximos y mínimos de la presión, nos aseguramos que las presiones de trabajo incluyan condiciones de operación anormales como cierres por mantenimiento y obstrucciones de flujo.

#### **4.2.1.2.3.4 DISPOSITIVOS ELETRÓNICOS**

Los sistemas electrónicos de los medidores ultrasónicos incluyen fuentes de alimentación, microcomputadores, componentes procesadores de señal y circuitos transductores ultrasónicos que pueden alojarse localmente o remotamente en el medidor y esto tiene referencia con la unidad de procesamiento de señal (SPU). El SPU debe operar sobre las condiciones ambientales especificadas dentro de los requisitos de medición.

#### **4.2.1.2.3.5 PARTE ELÉCTRICA**

Los sistemas eléctricos deben ser diseñados e instalados de acuerdo a las áreas de aplicación, para proporcionar una fidelidad y seguridad apropiadas.

Los medidores ultrasónicos y sus cables interconectados son susceptibles a la interferencia electromagnética (IEM).

La señal eléctrica generada por los medidores ultrasónicos al ser relativamente baja puede ser afectada por la interferencia eléctrica de equipos y alambros cercanos al medidor. Para esto los medidores utilizan varios materiales que proporcionan un escudo en contra de esta interferencia.

Los cables, caucho, plástico y otras partes expuestas deben ser resistentes a la luz ultravioleta, fuego, aceite y grasa.

El pobre diseño de protección catódica, puede ser fuente de potencial interferencia con las señales de los medidores ultrasónicos.

Un regulador de la alimentación eléctrica será requerido para las continuas operaciones de medición.

### **4.3 SISTEMAS DE MEDICIÓN CON NUEVAS TECNOLOGÍAS**

Es algo inevitable que la tecnología en los equipos de medición cambie en periodos de tiempo muy cortos, haciéndolos obsoletos o menos precisos. El uso de Equipos de última generación se hace necesario para mejorar los procesos de fiscalización, por tal motivo se procederá a describir los Medidores Ultrasónicos y Méricos Tipo Coriolis. Cabe mencionar que previo a este punto se cito las normas que estos deben cumplir, con lo cual se pudo obtener las mejores pautas previas a su instalación.

#### **4.3.1 MEDIDORES ULTRASÓNICOS**

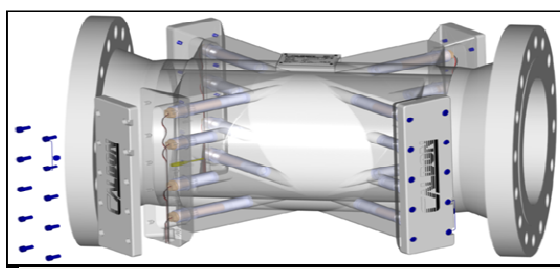
Los medidores ultrasónicos de tiempo de transito, han sido usados en la industria petrolera por muchos años en aplicaciones que no implican transferencia de custodia tales como detección de fugas, mediciones localizadas y calibración de



medidores. Con el avance de los multiprocesadores, transductores y la tecnología electrónica, los medidores ultrasónicos están ahora disponibles con la precisión requerida para custodia y transferencia.

Tomando en consideración que todos sus elementos son diseñados de forma no invasiva existe mucha expectativa acerca de las posibilidades de éxito de los medidores ultrasónicos para mediciones de custodia y transferencia.

**FIGURA 4.3 MEDIDOR ULTRASÓNICO**



#### 4.3.1.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Los medidores ultrasónicos como los medidores de turbina son medidores de inferencia que derivan la tasa de flujo mediante la medición de la velocidad de la corriente. El volumen entregado es calculado por la multiplicación de la velocidad por el área de flujo, como se indica en la siguiente ecuación:

$$Q=V*A \quad (\text{Ec. 4.1})$$

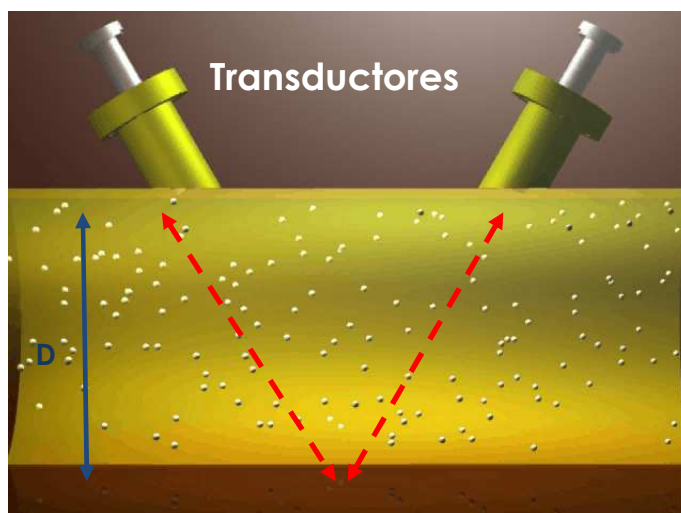
Donde: Q = Volumen entregado

V = Velocidad

A = Área

El área de flujo es determinada con el diámetro interno de la tubería; la velocidad es determinada mediante la medición de la diferencia entre el tiempo de transito que se transmite a favor y en contra del flujo. Los pulsos son generados mediante transductores ultrasónicos que se encuentran dentro de las paredes del medidor y están alineados diagonalmente a través del fluido en un plano transversal. (Véase figura 4.4).

**FIGURA 4.4 TRANSDUCTORES ULTRASÓNICOS**



Los pulsos acústicos enviados en contra de la dirección del flujo tardan más tiempo en cruzar la tubería que los pulsos enviados a favor del flujo.

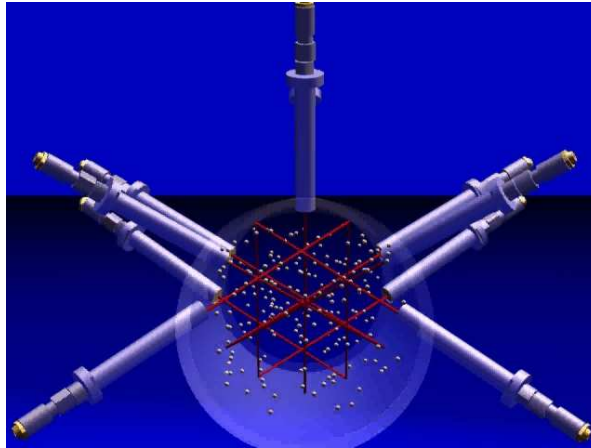
La proporción de la velocidad del flujo que contribuye a dicha diferencia de tiempos está relacionada con el ángulo con el que cruzan las señales acústicas.

El principio de medición es simple pero la determinación del promedio de velocidad verdadera es difícil, especialmente para obtener mediciones con la precisión que se requiere para custodia y transferencia.

La diferencia en tiempo entre los dos transductores es del orden de 30 a 120 pico segundos. Detectar y medir precisamente esta pequeña diferencia de tiempo es extremadamente importante para la precisión de la medida por lo que cada fabricante tiene técnicas propias para alcanzar dicha medición.

Para determinar el perfil de velocidad de manera más precisa los medidores ultrasónicos que se usan para custodia y transferencia, deben utilizar múltiples transductores (ver figura 4.5).

**FIGURA 4.5 COMBINACIÓN MATRICIAL DE CINCO RAYOS PARA TRNASFERENCIA DE CUSTODIA**



Los problemas generados por torbellinos (velocidades transversas) que son causadas por codos y otras configuraciones de tubería, pueden ser eliminados mediante el acondicionamiento del flujo.

La diferencia clave entre los medidores ultrasónicos y otro tipo de medidores es la inercia. En medidores PD, turbina y Coriolis existe una transferencia de inercia desde la corriente de flujo al elemento de medida.

El medidor ultrasónico mide la corriente de flujo directamente sin interponer ningún tipo de restricción. Sin inercia un medidor ultrasónico detecta cualquier tipo de cambio en: la velocidad de la corriente, la velocidad transversa o cambios instantáneos en la velocidad local. Este es el motivo por lo que los medidores ultrasónicos son mucho más sensitivos a los errores sistémicos <sup>23</sup> que los medidores convencionales. La precisión de la medida se ve mejorada puesto que toman muchas muestras.

La velocidad del caudal se mide por medio de ultrasonido. Para lo cual describiremos los siguientes métodos:

- Efecto Doppler
- Tiempo de Transito de Señal

#### **4.3.1.1.1 EFECTO DOPPLER**

---

<sup>23</sup> Errores Sistémicos: son particulares de instalación, esto incluye errores hidráulicos y los efectos de calibración.

Es el efecto que se produce cuando un frente de ondas se refleja en un objeto en movimiento. Al efecto Doppler se le puso este nombre en honor a, Christian Doppler, quien dio origen a la idea en 1842. Él pensaba que las ondas de sonido podrían acercarse entre sí, si la fuente del sonido se movía en dirección al receptor. Así mismo, pensó que las ondas se alejarían, si la fuente del sonido se alejaba del receptor.

Ejemplo:

Cuando un tren está en movimiento, sopla su silbato (ver figura 4.6). A medida que pasa, puede escucharse un cambio de tonalidad en el silbato. Esto sucede igualmente con las sirenas de los autos de policía y con los autos de carrera.

**FIGURA 4.6 EJEMPLO DE EFECTO DOPPLER**

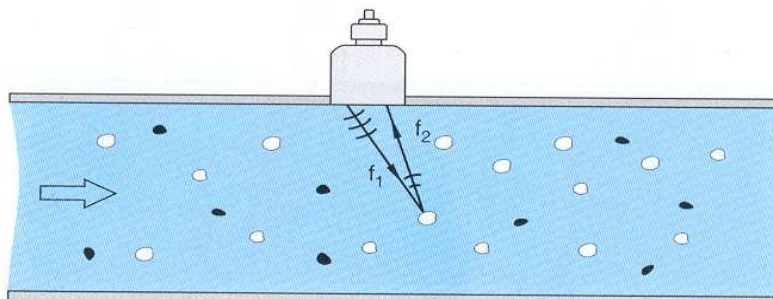


El efecto doppler, es un incremento o una disminución de la frecuencia de las ondas a medida que la distancia entre una fuente sonora y un receptor aumenta o disminuye.

#### **4.3.1.1.1 CONDICIÓN DE FUNCIONAMIENTO EFECTO DOPPLER**

Funciona si en el fluido existen partículas, burbujas de gas u otras impurezas similares permitan reflejar las ondas de sonido. (ver figura 4.7).

**FIGURA 4.7 PRINCIPIO DE EFECTO DOPPLER**

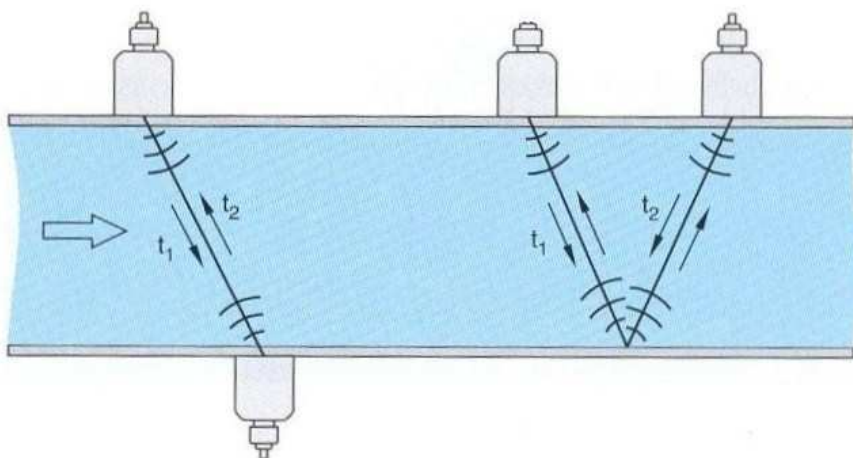


#### 4.3.1.1.2 MÉTODO TIEMPO DE TRÁNSITO DE LA SEÑAL

Se basa en el hecho de que la velocidad del fluido influye directamente en la velocidad de propagación de las ondas sonoras.

Este fenómeno se puede entender en términos sencillos a partir de una analogía: nadar contra corriente requiere más esfuerzo y tiempo que nadar en el sentido de la corriente. El método de medición de caudales por ultrasonidos a partir del tiempo de tránsito de la señal se basa en esta evidencia física.

**FIGURA 4.8 TIEMPO DE TRÁNSITO DE LA SEÑAL**



#### 4.3.2 MEDIDORES MÁSCOS TIPO CORIOLIS

Los medidores de masa Coriolis fueron introducidos a principios de 1980 y han ganado aceptación como aparatos medidores precisos y confiables. El más importante factor que ha contribuido a su popularidad es que el Coriolis mide tasa de flujo de masa de manera directa, eliminando la necesidad de compensaciones de presión y temperatura.

Las aplicaciones petroleras requieren más a menudo lecturas o salidas de tasas de flujo volumétricas, para llevar a cabo una medición volumétrica un transmisor medidor de flujo de masa calcula la tasa de flujo volumétrica (Q) desde la tasa de flujo de masa (m) medida y mide la densidad ( $\rho$ ):

$$Q=m/\rho \quad (\text{Ec. 4.2})$$

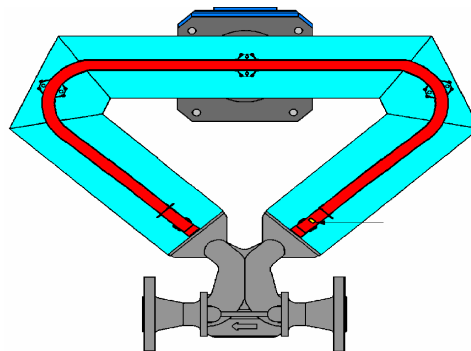
Donde: Q = tasa de flujo volumétrica

m = masa medida

$\rho$  = densidad

La precisión de la medición refleja la incertidumbre combinada del flujo de tasa y densidad.

**FIGURA 4.9 MEDIDOR MÁSSICO TIPO CORIOLIS**



La generación de la fuerza Coriolis puede producirse de dos formas:

1. Por inversión de las velocidades lineales del fluido mediante la desviación de un bucle en forma de omega en estado de vibración controlada (frecuencia de resonancia). La vibración del tubo perpendicular al sentido de desplazamiento del fluido crea una fuerza de aceleración en la tubería de entrada del fluido y una fuerza de deceleración en la de salida. Se

genera un par cuyo sentido va variando de acuerdo con la vibración y con el ángulo de torsión del tubo, que es directamente proporcional a la masa instantánea de fluido circulante.

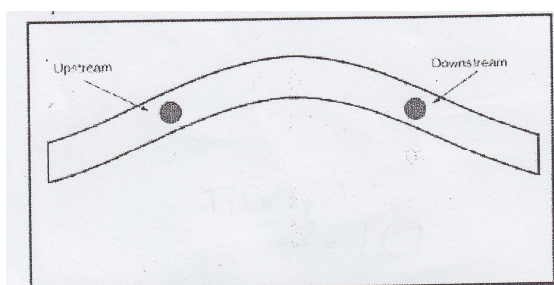
2. Por inversión de las velocidades angulares del fluido mediante un tubo recto. Por la vibración a la que se somete el tubo, existe una diferencia de fase entre las velocidades angulares en distintos puntos. Esta diferencia de fase es la que miden los sensores y es proporcional al caudal másico. La ventaja del tubo recto respecto al tubo omega es que su pérdida de carga es muy baja.

#### 4.3.2.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

La operación del medidor Coriolis se explica mediante la aplicación de la segunda ley de Newton,  $F = M \times A$  (Fuerza: Masa por Aceleración), los tubos vibrantes ejercen una fuerza sobre el fluido, en respuesta, el fluido ejerce una fuerza Coriolis ( $F_c$ ) sobre el tubo. El fluido moviéndose hacia el medio del tubo se opone al movimiento de este, mientras que el fluido que corre desde el medio hacia fuera refuerza el movimiento del tubo. En vista de que el tubo de flujo es elástico, las paredes se doblan como respuesta a esta fuerza Coriolis.

Bajo condiciones de flujo cero, las señales generadas aguas arriba y aguas abajo del sistema de impulsión están en fase como se observa en la figura 4.10

**FIGURA 4.10 TUBO DEL MEDIDOR SIN FLUJO**



Cuando se incrementa la tasa de flujo, la magnitud de la deflexión crece y cuando la tasa de flujo disminuye la magnitud de la deflexión también. Se evidencia la deflexión del tubo mediante la diferencia o corrimiento de las fases de las señales tomadas aguas arriba o aguas abajo.

Se usan varios métodos para medir la deflexión de Coriolis:

- Medición de corrimiento de la fase.
- Medición directa de la deflexión.

#### 4.3.2.1.1 MEDICIÓN DE CORRIMIENTO DE LA FASE

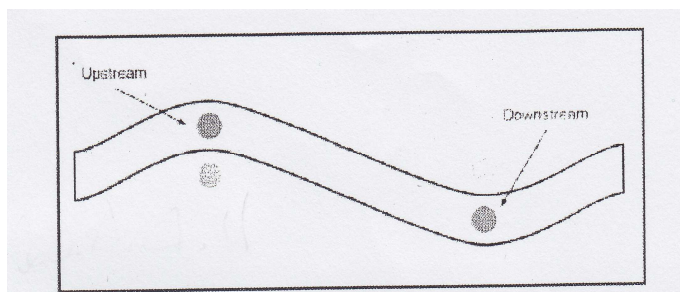
Es la técnica más comúnmente aplicada, es la medición del corrimiento de la fase aguas arriba y aguas abajo desde los puntos de toma de señal de las bobinas. Dado que las diferencias de fase ocurren en el tiempo, la medición de la diferencia de tiempo entre las dos señales produce una diferencial "delta de tiempo" valor que es proporcional a la tasa de flujo de masa.

#### 4.3.2.1.2 MEDICIÓN DIRECTA DE LA DEFLEXIÓN

Es la medición directa de la deflexión del tubo como resultado de la  $F_c^{24}$ , para lo cual se realizan mediciones continuas de las señales aguas arriba y aguas abajo y se ejecuta la sustracción de la señal de salida con la señal de entrada. El resultado es una onda de señal sinusoidal continua que representa la magnitud de la deflexión Coriolis.

Las técnicas de procesamiento digital tales como la demodulación sincrónica, calculan y proveen una señal continua positiva de flujo de masa. En la figura 4.11 se ilustra las señales de respuesta Coriolis.

**FIGURA 4.11 TUBO DEL MEDIDOR EN CONDICIONES DE FLUJO**



## CAPÍTULO 5

---

<sup>24</sup>  $F_c$ : Fuerza Coriolis



# **COSTOS OPERATIVOS DE LA NUEVA TECNOLOGÍA Y ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA SU IMPLEMENTACIÓN**

## **5.1 GENERALIDADES**

El crudo producido que se compra y se vende en el mercado mundial, es transportado miles de millas muchas veces desde que sale del cabezal hasta llegar al usuario final. Cada vez que el producto cambia de propietario se contempla una operación de transferencia y custodia, las empresas o personas compradoras y suplidoras esperan que el activo en este caso el petróleo sea exactamente medido.

Por este motivo se hace necesaria la correcta selección de un medidor que se ajuste a las condiciones de operación. En este capítulo se procederá a analizar las ventajas y desventajas de cada medidor, para compararlos entre sí y determinar que tecnología es la mejor. Luego se analizará los costos de su implementación.

La selección correcta de un medidor para realizar una medición específica, depende de las siguientes condiciones de operación:

Características del fluido:

- Viscosidad y densidad del líquido.
- Corrosividad, contenido de sólidos, contaminantes.

Propósito del Medidor:

- Control de la rata de flujo.
- Localización.
- Control de Inventario.
- Transferencia de custodia.
- Ingeniería o proceso de información.

Precisión Requerida:

- Propósitos de contabilidad  $\left[\frac{1}{2} - 1\%\right]$ .
- Propósitos de Control  $[1 - 2\%]$ .

Costo Relativo:

- Instalación Inicial.
- Costos de Operación.

Mantenimiento y Calibración:

- Equipo Requerido.
- Entrenamiento de Personal.

Limitaciones Físicas de la Instalación:

- Tamaño del Equipo a ser instalado.
- Acoplamientos especiales requerido

## 5.2 ANÁLISIS TÉCNICO

Para el análisis técnico se procederá a describir: las características de servicio de cada medidor y las ventajas y desventajas, para en un primer paso compararlos entre sí.

### 5.2.1 MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Un medidor de desplazamiento positivo es un mecanismo de medición de flujo que separa el líquido en volúmenes discretos y los cuenta separadamente. El volumen registrado del medidor de desplazamiento debe ser comparado con un volumen conocido que ha sido determinado por un procedimiento de prueba.

**TABLA 5.1 MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO CARACTERÍSTICAS DE**

**SERVICIO**

<b>Servicio:</b>	Líquidos limpios y gases
<b>Presión de diseño:</b>	Sobre los 1400 psig para líquidos y gases
<b>Temperatura de Diseño:</b>	Sobre los 600F para líquidos y sobre los a 250F para gases
<b>Rango de Flujo:</b>	En líquidos de 0.01 a 9000 gpm y en gases de 0 a 100000 SCFM
<b>Escala:</b>	Lineal
<b>Señal:</b>	Frecuencia
<b>Exactitud:</b>	±0.5% de la proporción en líquidos; ±1% de la escala completa de gas
<b>Proporción:</b>	10:1
<b>Conexión final:</b>	Bridas o roscas
<b>Tamaño:</b>	Sobre los 12"

---

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

**Ventajas:**

- Precisión.
- Capacidad para medir líquidos viscosos.
- Capacidad para funcionar sin potencia externa.
- Simplicidad conceptual de diseño y operación.
- Capacidad para registrar velocidades de flujo cercanas a cero.

**Desventajas:**

- Susceptibilidad a la erosión y a la corrosión.
- Reducción severa en el flujo si está obstruido.
- Requiere pruebas periódicas.
- Presenta susceptibilidad a dañarse por flujo ondulante y golpes fuertes de gas.
- Sensible a la suciedad y puede requerir filtros.
- Grandes tamaños y pesos.
- Pueden requerir un especial cuidado en la instalación.
- Flujo máximo de operación debe ser limitado al 75% el flujo máximo de diseño

## 5.2.2 MEDIDOR DE TURBINA

Los medidores de turbina deducen la tasa de flujo midiendo el movimiento rotativo (velocidad angular) de un rotor de alabes, o impulsor que está suspendido en la corriente de flujo.

**TABLA 5.2 MEDIDORES DE TURBINA CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO**

<b>Servicio:</b>	Líquidos y gases incluyendo vapor
<b>Presión de diseño:</b>	Sobre los 3000 psig
<b>Temperatura de Diseño:</b>	-400°F a +500°F
<b>Rango de Flujo:</b>	Líquidos 0.001 hasta 40000 gpm Gases 10000000 SCFM
<b>Escala:</b>	Lineal cuando el número de Reynolds es 10000 o mayor
<b>Señal:</b>	Frecuencia
<b>Exactitud:</b>	±0.025% de la proporción en líquidos ±1 % de la proporción de gas
<b>Proporción:</b>	10:1 a 50:1
<b>Conexión final:</b>	Bridas(engrapado disponible en el diseño)
<b>Tamaño:</b>	Sobre los 24" ( tipos disponibles de muestreo )

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

### Ventajas:

- Precisión
- Amplio rango de flujo
- Tamaño pequeño y peso liviano.
- Amplio rango de presión y temperatura.
- Larga vida de los cojinetes.
- Fácil de instalar y mantenimiento.

### Desventajas:

- Necesidad de acondicionamiento de flujo.
- Dificultad al medir líquidos de alta viscosidad.
- Susceptibilidad a daños por golpes fuertes de gas.

- Susceptibilidad a ensuciamiento o depósitos.
- Sensibilidad a los cambios de viscosidad.
- Posible necesidad de control de presión de retroceso (back pressure) para prevenir errores y cavitación.
- Necesita accesorios electrónicos.

### 5.2.3 MEDIDOR MÁSIKO TIPO CORIOLIS

Miden la masa y no se ven afectados por:

- Temperatura
- Presión
- Densidad
- Viscosidad
- Perfil del flujo
- Conductividad
- Velocidad
- Numero Reynolds

En la siguiente tabla se muestran las características principales de servicio.

**TABLA 5.3 MEDIDORES MÁSIKOS TIPO CORIOLIS CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO**

<b>Servicio:</b>	Líquidos limpios y gases
<b>Presión de diseño:</b>	Hasta 1500 psig
<b>Temperatura de Diseño:</b>	-60°F a +165°F
<b>Velocidad de Flujo:</b>	Hasta 30000 pph Líquidos y 6000 pph gases
<b>Escala:</b>	Lineal
<b>Señal:</b>	Analógica electrónica o frecuencia
<b>Exactitud:</b>	±1% de la escala llena a ±1% del porcentaje
<b>Proporción:</b>	10:1
<b>Conexión final:</b>	Bridas o roscas
<b>Tamaño:</b>	Hasta 6"

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

#### **Ventajas:**

- Aplicación universal para medir caudales de líquidos y gases.

- Medición directa del caudal másico. (no requiere compensación de presión y temperatura)
- El principio de medición no depende de la viscosidad y de la densidad del fluido
- La exactitud de medición es muy alta. (+-0.1%)
- El sensor es multivariable, mide a la vez el caudal másico, densidad y T°
- Es insensible a los cambios en el perfil de velocidades.
- No requiere tramos de entrada y salida.
- No tiene componentes en movimiento.

#### **Desventajas:**

- La inversión económica inicial es relativamente alta.
- El costo de instalación
- El rango de temperaturas es limitado (-60 a +660)
- Su uso se restringe a fluidos con baja concentración de gases o en una sola fase.
- Algunos modelos de gran tamaño son muy pesados
- Tiene limitación en sus diámetros de aplicación
- Existe incertidumbre en su medición ya que

#### **5.2.4 MEDIDOR ULTRASÓNICO:**

Funcionan si en el fluido existen partículas, burbujas de gas u otras impurezas similares que permitan reflejar las ondas de sonido. En la siguiente tabla se muestran las principales características de servicio.

**TABLA 5.4 MEDIDORES ULTRASÓNICOS CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO**

<b>Servicio:</b>	Líquidos relativamente limpios
------------------	--------------------------------

<b>Presión de diseño:</b>	A través de la tubería determinado por su límite, no limitado por el engrampado
<b>Temperatura de Diseño:</b>	-300°F a +500°F
<b>Velocidad de Flujo:</b>	Típicamente de 40 ft/s
<b>Escala:</b>	Lineal
<b>Señal:</b>	Analógica o digital
<b>Exactitud:</b>	±1% de porcentaje
<b>Proporción:</b>	-40 ft/s a 40 ft/s
<b>Conexión final:</b>	Bridas(engrampado disponible en el diseño)
<b>Tamaño:</b>	½" hacia arriba

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

### VENTAJAS:

- No obstruye el Flujo.
- Puede ser Bidireccional.
- Se usa prácticamente con cualquier líquido limpio.
- Se usa con líquidos conductivos y no conductivos.
- No requieren mantenimiento.
- No requieren filtros
- No existen caídas de presión.
- No existen partes en movimiento que se desgasten.
- Bajos costos de Instalación
- Recuperación de la inversión rápida
- Posee auto diagnostico.
- No existe restricción en el límite del flujo

### DESVENTAJAS:

- Debe tener perfil de flujo uniforme.
- Se usa con líquidos relativamente limpios.

### 5.2.5 COMPARACIÓN DE LOS CUATRO MEDIDORES

Como podemos ver los medidores con nueva tecnología, tienen muchas ventajas sobre los tradicionales y esto se refleja en la siguiente tabla.

TABLA 5.5 COMPARACIÓN DE MEDIDORES

Parámetros	Tipos de Medidores			
	Desplazamiento Positivo	Turbina	Másico tipo Coriolis	Ultrasónicos
Costo Instalación	Alto	Medio	Muy Alto	Bajo
Costo Mantenimiento	Muy Alto	Alto	Medio	Bajo
Recuperación de la Inversión	Rápida	Media	Lenta	Muy Rápida
Medida	Directa	Inferida	Inferida	Inferida
Rangeabilidad	5 – 1	20 – 1	60 - 1	30 – 1
Precisión	0.3	0.15 – 0.25	0.15	0.50
Reynolds	No Afecta	□10000	No afecta	=10000
Viscosidad	Mejor □ 50 cp	Mejor □ 50 cp	No	No
Mantenimiento	Alto	Medio	Medio	Bajo
Rango Temperatura, °F	□480	-150 a 390	□480	0 a 480
Rango Presión, psig	□3000	□5700	□1500	□1000
Fluidos Sucios	No	No	Si	No
Vibración	En algún grado	No	Si	No
Sentido Flujo	Unidireccional	Unidireccional	Bidireccional	Bidireccional
Sólidos en Suspensión	No	No	Si	No
Tipo Salida	Lineal	Lineal	Lineal	Lineal
Tipo Medición	Volumen	Volumen	Masa	Volumen
Acondicionador de Flujo	No	Si	No	Si
Caída de Presión	Alta	Media	Muy Alta	Ninguna
Repetitibilidad	0.025	0.05	0.04	0.05
Medición Invasiva	Si	Si	Si	No

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

A diferencia de los medidores Coriolis, los Ultrasónicos tienen la factibilidad de ser aplicados en todo el Distrito Amazónico por: su diversidad de diámetros, casi no requieren de mantenimiento, rápida recuperación de la inversión y su medición no es invasiva.



## 5.3 ANÁLISIS DE COSTOS

### 5.3.1 INGRESOS Y EGRESOS DEL PROYECTO

#### 5.3.1.1 INGRESOS

Los ingresos mensuales se obtienen con el producto del precio del crudo fijado en el presupuesto del Estado, es decir 80 USD y la producción de petróleo en ese periodo.

#### 5.3.1.2 EGRESOS

Son todos los gastos que se presentan durante la instalación de los medidores y posterior a está, es decir lo que tiene que ver con su mantenimiento.

### 5.3.2 COSTOS DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS 4 MEDIDORES

#### 5.3.2.1 COSTOS DE INSTALACIÓN

Teniendo en cuenta los diámetros de los medidores, la siguiente tabla nos muestra los Costos de Instalación por pulgada para cada uno.

**TABLA 5.6 COSTOS DE INSTALACIÓN**

Tipo de Medidor	Costo por Pulgada(USD)
Desplazamiento Positivo	15.000
Turbina	3.250
Másico tipo Coriolis	8.300
Ultrasónicos	10.000

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

#### 5.3.2.2 COSTOS DE MANTENIMIENTO

Los Valores que a continuación se presentan son aproximados para cada mes y de acuerdo a las condiciones actuales de mercado.

**TABLA 5.7 COSTOS DE MANTENIMIENTO**

Tipo de Medidor	Costo Mantenimiento Cada 3 Meses
Desplazamiento Positivo	10.000
Turbina	3.250

<b>Másico Tipo Coriolis</b>	<b>400</b>
<b>Ultrasónicos</b>	<b>330</b>

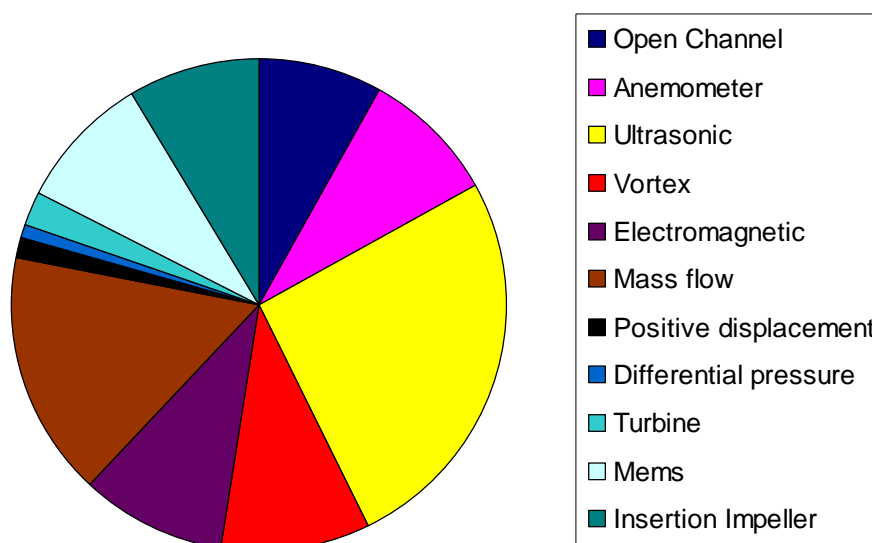
ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

### 5.3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los Medidores que actualmente se encuentran instalados son de Desplazamiento Positivo, una desventaja con estos medidores es que su mantenimiento es muy alto, por este motivo la implementación de nuevas tecnologías genera un saldo a favor.

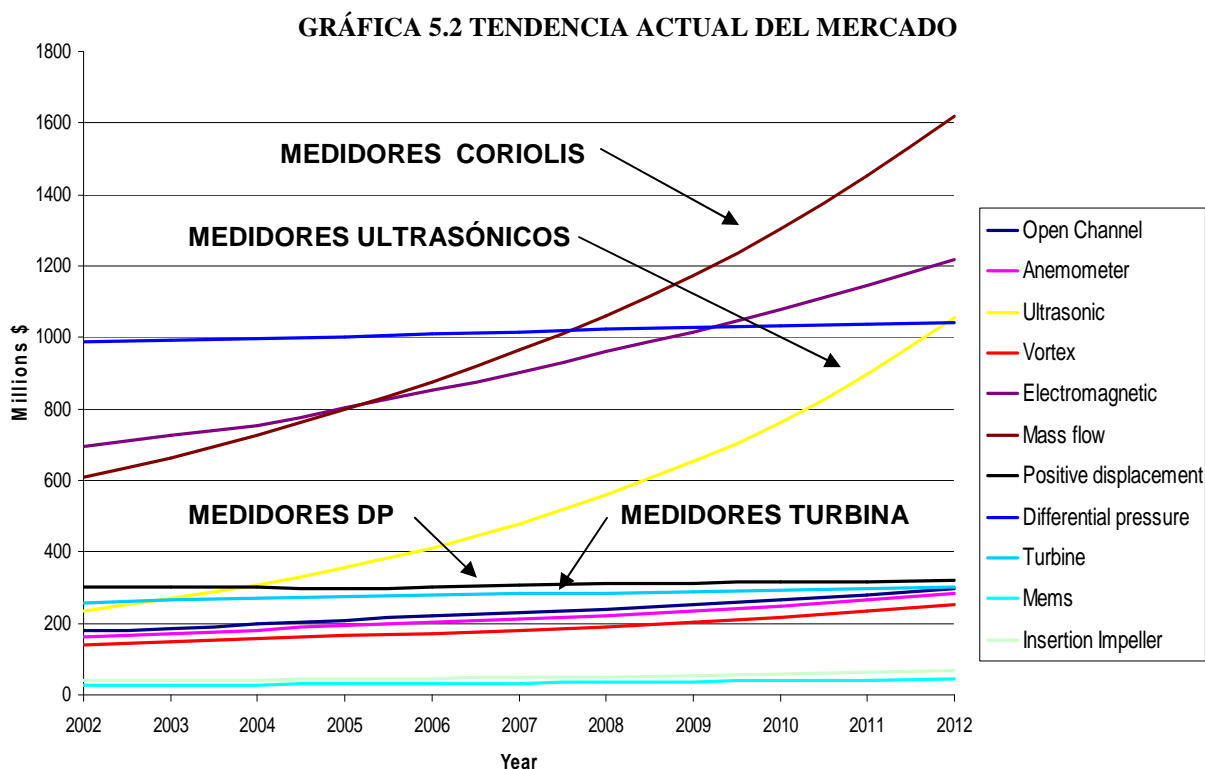
Es decir que, el ahorro generado por mantenimiento nos da la pauta para su implementación sin tener que recurrir a los ingresos generados por Producción de cada Campo. La tendencia actual y a futuro de la utilización de Medidores que nos proporcionan esta ventaja, se encuentra reflejada la gráfica 5.1.

GRAFICA 5.1 PORCENTAJE DE CRECIMIENTO ANUAL



La utilización de Medidores Ultrasónicos crecerá con el paso de los años, pues es la tendencia que se está siguiendo en este momento (ver gráfica 5.2), el pensar que la implementación de nuevas tecnologías no es necesario, nos lleva a estancarnos y no ser parte del cambio que muchos Países ya han empezado.

Además el costo de implementación no es una traba, ya que como se muestra a continuación la inversión puede ser recuperada en periodos de tiempo cortos.



### 5.3.3.1 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El análisis está realizado para el Distrito Amazónico, de acuerdo a los diámetros de los medidores que actualmente se hallan instalados, y sujetos a las condiciones de Producción que se describen en el Capítulo 1. En las siguientes tablas se presenta los tiempos en los cuales se espera recuperar la inversión para los medidores de con tecnología actual.

**TABLA 5.8 RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA UN MEDIDOR ULTRASÓNICO**

TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA MEDIDOR ULTRASÓNICO					
Campo Lago Agrio	Campo	Mantenimiento DP cada mes	Ahorro por mes en mantenimiento	Ahorro anual	Tiempo Recuperación Inversión(meses)
	Lago Norte		20000	19340	232080

	Lago Central	20000	19340	232080	4,1
	Guanta	20000	19340	232080	4,1
Campo Libertador	Cuyabeno	30000	29010	348120	5,5
	Sansahuari	20000	19340	232080	4,1
Campo Shushufindi	Norte	20000	19340	232080	8,3
	Central	30000	29010	348120	8,3
	Sur	20000	19340	232080	8,3
	SurOeste	20000	19340	232080	6,2
Campo Sacha	Norte 1	20000	19340	232080	8,3
	Norte 2	20000	19340	232080	6,2
	Central	30000	29010	348120	8,3
	Sur	20000	19340	232080	8,3
Campo Auca	Central	30000	29010	348120	8,3
	Sur	20000	19340	232080	6,2

**TABLA 5.9 RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA UN MEDIDOR MÁSIICO TIPO CORIOLIS**

TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA MEDIDORES MÁSIICO TIPO CORIOLIS					
	Campo	Mantenimiento DP cada mes	Ahorro por mes en mantenimiento	Ahorro anual	Tiempo Recuperación Inversión(meses)
Campo Lago Agrio	Lago Norte	20000	19200	230400	5,2
	Lago Central	20000	19200	230400	3,5
	Guanta	20000	19200	230400	3,5
Campo Libertador	Cuyabeno	30000	28800	345600	4,6
	Sansahuari	20000	19200	230400	3,5
Campo Shushufindi	Norte	20000	0	0	0
	Central	30000	0	0	0
	Sur	20000	0	0	0
	Suroeste	20000	19200	230400	5,2
Campo Sacha	Norte 1	20000	0	0	0
	Norte 2	20000	19200	230400	5,2
	Central	30000	0	0	0
	Sur	20000	0	0	0
Campo Auca	Central	30000	0	0	0
	Sur	20000	19200	230400	5,2

ELABORADO POR: LEONARDO MIRANDA Y PAUL TOCTO

Los valores cero significan que la factibilidad de aplicación de los medidores Másicos tipo Coriolis está restringida por su diámetro máximo de 6 pulgadas.

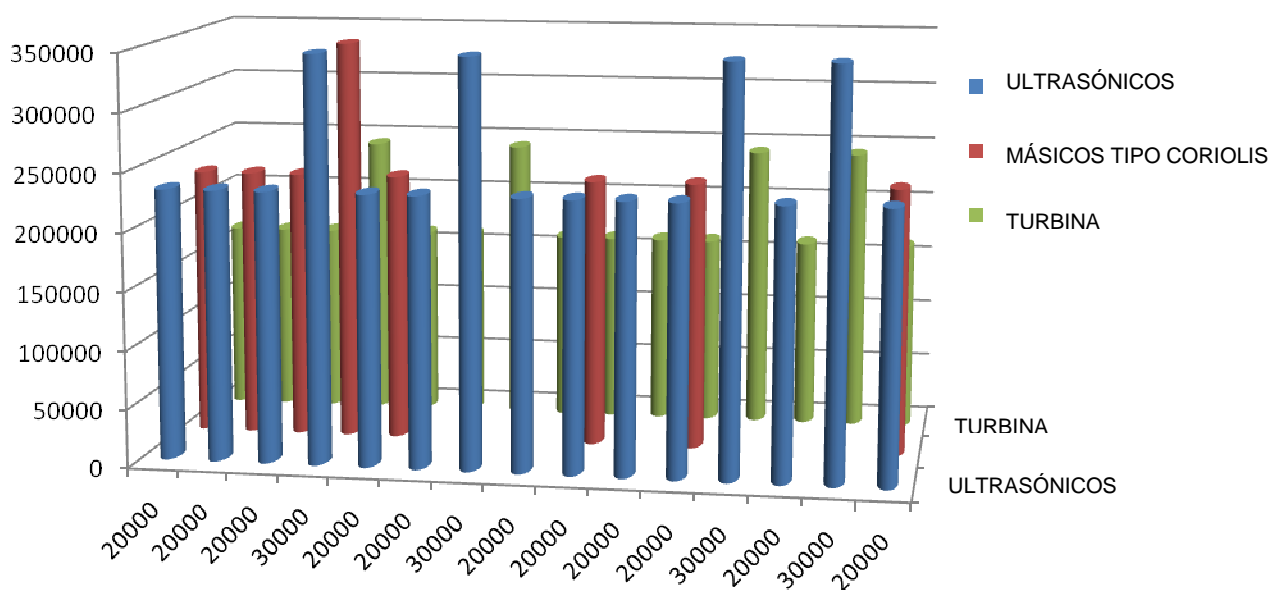
Como se puede observar el tiempo de recuperación de la inversión es inmediato si utilizaríamos la producción por Campo, pero si usamos el ahorro generado por

mantenimiento, su tiempo es relativamente corto y se estima entre los 4 y 8 meses dependiendo del diámetro del medidor.

Para finalizar en la gráfica 5.3 podemos observar que tanto los medidores Másicos tipo Coriolis como los Ultrasónicos tienen periodos de recuperación altos, y que se hallan en similares condiciones de implementación, en lo referente al costo.

Por otro lado si se desearía escoger una de estas dos tecnologías se debe observar las ventajas de aplicación de los medidores ultrasónicos que hemos descrito, las cuales superan amplia y técnicamente a las de Másicos tipo Coriolis.

**GRÁFICA 5.3 AHORRO DE INVERSIÓN**



## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## **6.1 CONCLUSIONES**

- La medición de Petróleo entregado para ser transportado, vendido o exportado; debe ser garantizado en la confiabilidad de sus lecturas y medición, exactitud y precisión.
- La aplicación de tecnologías modernas, permiten medir el flujo con mayor confiabilidad tanto para el productor como para el comprador.
- El empleo de Medidores de Flujo Ultrasónicos permitirá, deducir costos de mantenimiento y mantenerlo operando el 100% del tiempo.
- En sistemas en que la caída de presión es crítica, el uso de los Medidores de Flujo Ultrasónicos es ideal.
- La presencia de sólidos o productos abrasivos en el fluido no afectan a los Medidores de flujo Ultrasónicos.
- Si se requiere limpiar la tubería internamente el UFM (Ultrasonic Flow Meter) no es afectado.
- El avance tecnológico ubicará al UFM como líder en medición de flujo a escala manual.

## **6.2 RECOMENDACIONES**

- Se recomienda la implementación de los Medidores Ultrasónicos por las amplias ventajas técnicas, las cuales priman sobre las otras tecnologías que se describieron en éste trabajo.

- Se recomienda utilizar los fondos generados por el ahorro en mantenimiento de la tecnología instalada, para solventar los costos de instalación de los Medidores Ultrasónicos.
- Es recomendable que los medidores a instalarse, cumplan estrictamente con todas las normas API que son requeridas para este caso.

## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

1. **AZCANO, JUAN PEDRO. (2004).** Transporte y Distribución de Hidrocarburos.

2. **ARNOLD AND STEWARD MAURICE (1986).** Desing of Oil Handling Systems and Facilities, Gula Publishing, Houston
3. **CRAFT B. C Y HAWKINS M. F. (1968).** Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos.
4. **CÁRDENAS, LAZARO (2004).** Instructivo de Capacitación Básica sobre Instrumentación, Departamento de Instrumentación y Control.
5. **BREALEY, MYERS Y ALLEN (2006),** Principios De Finanzas Corporativas, 8ª Edición, Editorial Mc Graw Hill.
6. **GAVA, L.; E. ROPERO; G. SERNA Y A. UBIERNA (2008),** Dirección Financiera: Decisiones De Inversión, Editorial Delta
7. **CEPEDA, JOSÉ MEGUEL (2008).** Utilización de Tecnologías de los Años 60 versus Tecnologías de Última Generación en la Producción de Petróleo.
8. **CEPEDA, JOSÉ MEGUEL (2008).** Curso de Calibración de Medidores.
9. **CEPEDA, JOSÉ MEGUEL (2008).** Adquisición, Montaje, Pruebas y Puesta en Operación de los Equipos Contemplados en el Proyecto de Inversión 3407, Incluido Recomendaciones DNH.
10. **MANUAL DE PETRÓLEO NORMAS DE MEDICIÓN API (2005),** Capítulo 5 Estándares de Medición, Washington Dc.
11. **MANUAL DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO (2008)**



12. **MOTTA, EDUARDO (2004).** Curso de Medición y Custodia de Hidrocarburos, Bienes y Servicios Técnicos.
13. **REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS (2008),** Ministerio de Minas y Petróleo.
14. **LEY DE HIDROCARBUROS (2008),** Ministerio de Minas y Petróleos.
15. **HIDROMECÁNICA ANDINA (2007).** Presentación para Petroproducción de Medidores Másicos.
16. **SERVICIOS DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL DE PROCESOS (2008),** Fundamentos de Instrumentación y Control.
17. **FMC ENERGY SYSTEMS (2008),** Hidráulic Control Valves
18. **CHECA, CARLOS (2008),** Sistemas de Custodia y Transferencia, MINGA.
19. **PROASEM LTDA (2006).** Capacitación en Fiscalización, Transferencia de Custodia y Auditoría en Medición de Hidrocarburos.

# ANEXOS

## **CAPÍTULO III**

## ANEXO 3.1: TERMINOLOGÍA DE LA MEDICIÓN ESTÁTICA

- **Punto de Referencia:**

Es un punto en la escotilla de medición que indique la posición desde donde se medirá.

- **Punto de Medición:**

Es un punto en o cerca al fondo del tanque hasta el cual llegara la cinta durante la medición y desde donde se toman las distancias.

- **Plato de Medición:**

Un plato localizado bajo la escotilla de medición y donde se encuentra el punto de medición.

- **Altura de Referencia:**

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

- **Cinta de Medición:**

Es la cinta de acero, graduada, usada para la medición de un producto en un tanque.

- **Plomada:**

Es la pesa (Plomada) adjunta a la cinta de medición, de suficiente peso para mantener la cinta tensa de tal forma que facilite la penetración.

- **Zona Crítica:**

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

- **Medida a Fondo:**

Es la profundidad del líquido en un tanque. Medida desde la superficie del líquido hasta el punto de medición.

- **Medición en Vacío:**

Es la distancia desde el punto de referencia hasta la superficie del líquido en un tanque.

- **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.

- **Agua en suspensión:**

Es el agua dentro del petróleo o derivado que esta finamente dispersa como pequeñas gotitas.

- **Agua Libre:**

Es el agua que existe como capa separada del hidrocarburo (típicamente abajo del petróleo, en el fondo del tanque).

- **Sedimentos suspendidos:**

Son los sólidos no hidrocarburos presentes dentro del petróleo pero no en solución.

- **Sedimento de fondo:**

Son los sólidos no hidrocarburos presentes en el tanque como capa separada en el fondo.

- **Volumen total observado (TOV):**

Es el volumen de petróleo o producto incluyendo agua total sedimento total, medido a la temperatura y presión presentes en el crudo o refinado.

- **Volumen bruto observado (GOV):**

Es el volumen de petróleo o producto incluyendo agua disuelta, en suspensión y sedimento suspendido pero excluyendo agua libre y sedimento de fondo, medido a la temperatura y presión presente en el crudo.

- **Volumen estándar bruto (GSV):**

Es el volumen del petróleo o producto refinado incluyendo agua disuelta, agua suspendida y/o sedimento suspendido pero excluyendo el agua libre y sedimento de fondo, calculados a condiciones estándar (60°F y 0 psig).

- **Volumen estándar neto (NSV):**

Es el volumen del petróleo excluyendo agua total y sedimento total, calculados a condiciones estándar (60°F y 0 psig).

- **Volumen total Calculado (TCV):**

Es el volumen estándar bruto más el agua libre medida a la temperatura y presión presente (este concepto es particularmente útil cuando se comparan cifras de buques después del cargue).

## ANEXO 3.2: TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Son depósitos o bodegas utilizados para almacenar líquidos y gases, que no sirven para proteger el producto de las contaminaciones y disminuyen las pérdidas.

### CLASIFICACIÓN POR SU FORMA

- **Cilíndrico con techo cónico** (Crudos o derivados, baja presión de vapor).
- **Cilíndrico con techo y fondo cóncava** (Productos con alta presión de vapor a temperatura ambiente).
- **Cilíndrico con techo flotante** (Gasolina, crudos livianos con baja presión de vapor).
- **Cilíndrico abierto o sin techo** (Aceite residuales, fuel-oil y crudos pesados poseen gran capacidad).
- **Esféricos** (Productos con alta presión de vapor).

### USO DE LOS TANQUES SEGÚN SU FORMA

**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. Usados para almacenar crudos y productos con presiones de vapor menores a la atmosférica. Ej. Crudos, diesel, kero.

**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. Los techos flotantes son en la actualidad los más eficaces ya que se reducen las pérdidas por evaporación, Sin embargo tienen uso limitado ya que la empaquetadura de caucho del techo tiene un límite de presión de operación. Apto para almacenar gasolinas.

**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.

Estos tanques deben tener un muro de retención con capacidad de 1,5 veces la capacidad del tanque.

**Tanque cilíndrico horizontal a presión:** Estos tanques son utilizados para el almacenamiento de GLP. Debe contener dispositivos de medición del nivel tipo ROTOGAUGE (medición directa del nivel de líquido) o MAGNETROL (inferencia del nivel por medio de flotadores), y medición de temperatura con un termómetro instalado en la parte inferior para medir la temperatura de la FASE LIQUIDA (5%-10%) y en la parte superior para la medición de la presión de la FASE VAPOR de un manómetro (95%-100%). Estos elementos de diseño limitan la capacidad del tanque dando una ventana operativa entre el 5% mínimo - 95% máximo.

**Tanque esférico a presión:** Estos tanques son utilizados para el almacenamiento de GLP. Para la medición del nivel de líquido se emplean equipos electrónicos tipos radar localizados en la parte superior. Para la medición de la temperatura y presión aplica lo dicho en los tanques cilíndricos horizontales

#### **CLASIFICACIÓN POR EL PRODUCTO ALMACENADO**

- **Para crudos** (Gran capacidad de almacenamiento )
- **Para productos y derivados** (Menor capacidad en comparación con los utilizados para almacenar crudo)
- **Para residuos** ( Almacenaje temporal de crudos y productos que se encuentren fuera de especificaciones)

#### **USO DE LOS TANQUES SEGÚN EL PRODUCTO ALMACENADO**

Para almacenar crudo se utilizan generalmente tanques de techo cónico y tamaño relativamente grande ya que permite una operación estable durante varios días.

Los tanques para almacenar productos derivados son de capacidad y de forma variable, dependiendo del producto manejado y de la presión de vapor o volatilidad del mismo ejemplo para propano y butano es una esfera, Gasolina



Liviana es cilíndrica con techo flotante, gasolina pesada es cilíndrica de techo cónico.

## **CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DE LOS TANQUES**

- **Respiraderos**

Facilita la entrada y salida de personal que realiza inspecciones y actividades de mantenimiento.

- **Líneas**

Los tanques poseen líneas de: entrada, salida, recirculación, drenajes, juntas de expansión, líneas de contra expansión y en algunos casos de vapor.

- **Artezón**

Consiste en una estructura tipo caja abierta en su parte superior, que se instala en líneas de succión para evitar que los sistemas de bombeo puedan succionar agua y/o sedimentos que generalmente se deposita en el fondo del tanque.

- **Equipos de medición**

Se utilizan diversos sistemas de medición de nivel desde el menos complejo flotador y cadena, hasta equipos automatizados tipo radar.

- **Bocas de inspección**

Facilita la entrada y salida de personal que realiza inspecciones y actividades de mantenimiento.

- **Boquillas**

Son conexiones de entrada y salida de las tuberías que se conectan al casco para instalar los respiraderos en el techo.

- **Escaleras**

Se emplean para subir al techo y efectuar mediciones, inspecciones, mantenimiento, otros.

- **Escotilla de medición**

Es la abertura que está sobre el techo del tanque para hacer las mediciones y toma de muestras para determinar la calidad. Estas deben permanecer cerradas para evitar la evaporación del crudo o producto.

- **Rompe vórtice**

Pieza que evita la entrada de vapores a la línea de succión cuando los niveles de líquido son bajos y se forman turbulencias.

- **Plataforma de aforo**

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

- **Tubo de Medición**

Es un dispositivo que va instalado desde el fondo del tanque hasta la plataforma de medición por donde se introduce la cinta para efectuar las mediciones oficiales.

- **Termopozos**

Permite realizar operaciones visuales de la temperatura del crudo o producto mediante el uso de termopares o termómetros.

### **ANEXO 3.3: INSTALACIÓN DE TUBERÍAS**

- Se puede requerir una válvula de contrapresión para mantener la presión en el medidor y en el probador por encima de la presión de vapor del líquido, aunque los medidores de desplazamiento no aceleran la velocidad del fluido y no están sujetos a una reducción de presión que puede originar vaporización en otro tipo de medidores. Estos dispositivos se deben instalar aguas abajo del medidor y del sistema de prueba.
- Si es necesario, eliminadores de aire/vapor deben ser instalados aguas arriba del medidor para evitar que ingresen al mismo; deberán ser de tamaño adecuado. Los medidores y las líneas de tubería se deben instalar de tal modo que la vaporización o drenaje accidental del líquido se pueda evitar.
- Debe existir un dispositivo para medición de temperatura que permita aplicar las correcciones correspondientes por efectos térmicos en la corriente y en el medidor. Donde existan varios medidores en paralelo, se puede instalar un solo dispositivo para la corriente total. El dispositivo debe estar localizado lo suficientemente cerca de la entrada o salida del medidor.
- Para determinar la presión en el medidor se instalará un manómetro, registrador o transmisor, de rango y precisión apropiados cerca de la entrada o salida de cada medidor.