

T  
622.1828  
NAR



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**“IMPLEMENTACIÓN DE UNA UNIDAD DE MEDICIÓN DE  
CRUDOS LACT EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO  
VELASCO (ECUADOR)”**

**TESIS DE GRADO**

**Previo a la obtención del título de:**



**CIB-ESPOL**

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Presentada por:**

**Michelle Alba Naranjo León**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**2006**

## AGRADECIMIENTO

A Dios por su bondad y misericordia, a mi familia por su eterno amor y dedicación, a la persona especial que siempre estuvo conmigo por ayudarme con la mayor motivación, a mis maestros de ESPOL y de la ETSI de Minas de Madrid por confiar y creer en mi.

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

**“La responsabilidad del contenido de esta  
Tesis de Grado, me corresponden  
exclusivamente; y el patrimonio intelectual de  
la misma a la ESCUELA SUPERIOR  
POLITÉCNICA DEL LITORAL”**

**(Reglamento de Graduación de la ESPOL).**

---

**MICHELLE ALBA NARANJO LEÓN**

**Autora de la Tesis**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR**

**DE**

**INGENIEROS DE MINAS**

**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DE  
RECURSOS MINERALES Y OBRAS  
SUBTERRÁNEAS**

**IMPLEMENTACIÓN DE LA UNIDAD DE  
MEDICIÓN DE CRUDO LACT EN EL  
CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO (ECUADOR)**



**CIB-ESPOL**

**MICHELLE NARANJO LEÓN**

**JUNIO 2006**

Autorizo la presentación del proyecto  
*Implementación de la Unidad de Medición  
de Crudo LACT en el  
Campo Gustavo Galindo Velasco (Ecuador)*

Realizado por  
**Michelle Alba Naranjo León**

Dirigido por  
**José Bernaola Alonso**  
y  
**Luís Albán Granizo**  
**(PACIFPETROL S.A.)**

Firmado: **Prof. José Bernaola Alonso**

Fecha: .....

VºBº

Firmado: **Prof. Isidoro Moyano Encinas**  
**Coordinador de Proyecto Fin de Carrera**

# ÍNDICE

RESUMEN.....	IX
ABSTRACT.....	IX

## DOCUMENTO N° 1: MEMORIA

<b>1 OBJETIVOS Y ALCANCE.....</b>	<b>2</b>
<b>2 ANTECEDENTES.....</b>	<b>3</b>
2.1 INTRODUCCIÓN.....	3
2.2 LOCALIZACIÓN Y CLIMA.....	3
2.3 INICIO DE LA EXPLOTACIÓN DEL CAMPO PETROLERO GUSTAVO GALINDO VELASCO.....	5
2.4 EXTRACCIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO.....	6
2.5 ESTACIÓN DE PRODUCCION.....	8
2.6 MEDICIÓN MANUAL DE PETRÓLEO EN CASA BOMBA.....	10
2.7 RESUMEN EJECUTIVO DE LA LEY DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR.....	11
<b>3 DEFINICIONES.....</b>	<b>18</b>
3.1 CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE LA EXPLOTACIÓN, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.....	18
<b>4 MEDICIÓN INSTRUMENTAL.....</b>	<b>21</b>
4.1 INSTRUMENTACIÓN.....	21
4.2 TÉRMINOS DE MEDICIÓN Y CARACTERÍSTICAS.....	23
4.2.1 Términos Relacionados con la Señal.....	23
4.2.2 Términos Relacionados con el Rango.....	24
4.2.3 Términos de Lectura.....	25
4.2.4 Términos Relacionados con Exactitud.....	25
4.2.5 Términos Dinámicos.....	27
4.2.6 Términos Relacionados con Energía.....	27
4.3 ELEMENTOS DE MEDICIÓN.....	28
4.3.1 Tipos de Instrumentos y Clasificación.....	28

4.3.2 Señales de Transmisión.....	30
4.3.3 Tipos de Válvulas de Control.....	30
<b>5 TIPOS DE MEDICIÓN DE CRUDO.....</b>	<b>33</b>
5.1 MEDICIÓN ESTÁTICA EN CASA BOMBA Y ASPECTOS DE SEGURIDAD Y AMBIENTE.....	33
5.1.1 Tipos de Tanques de Almacenamiento y Calibración.....	33
5.1.2 Medición Manual de Hidrocarburos Líquidos en Tanques Ubicados en Tierra.....	36
5.1.3 Procedimiento para el cálculo de la gravedad API del cargamento.....	40
5.1.4 Instructivo para Medición de Volúmenes en Tanques en Casa Bomba.....	41
5.1.5 Muestreo y Análisis de Crudo.....	44
5.1.6 Tomas de Temperatura y Presión en Tanques.....	48
5.2 MEDICIÓN DINÁMICA	
5.2.1 Métodos de Medición de Flujo.....	49
5.2.2 Aplicación y Comparación de Comportamientos.....	55
<b>6 UNIDAD LACT DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO.....</b>	<b>56</b>
6.1 MEDICIÓN DE VOLUMEN.....	56
6.1.1 Medida de Líquido.....	56
6.2 MEDICIÓN DE PRESIÓN.....	60
6.2.1 Fuerza Ejercida por los Líquidos.....	60
6.2.2 Fuerza Ejercida por Gases.....	61
6.2.3 Medición de la Presión.....	61
6.2.4 Presión Absoluta.....	61
6.2.5 Presión Diferencial.....	61
6.2.6 Transductores de Presión Mecánicos.....	61
6.2.7 Elementos Eléctricos de Presión.....	65
6.2.8 Tipos de Manómetros.....	66
6.3 MEDICIÓN DE TEMPERATURA.....	69
6.3.1 Descripción del sensor de medición.....	69
6.4 EQUIPO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE PRODUCTOS EN CUSTODIA – UNIDAD LACT.....	70
6.4.1 Unidad LACT.....	70
6.4.2 Diseño de la Unidad LACT.....	71
6.4.3 Elementos de la Unidad LACT.....	72
6.4.4 Descripción de los Equipos de la Unidad LACT.....	74



6.4.5 Descripción de Dispositivos Medición de la Unidad LACT.....	79
6.4.6 Descripción de Accesorios de la Unidad LACT.....	80
6.4.7 Descripción de Tubería y Conexiones de la Unidad LACT.....	83
<b>7 TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN DE CAMPO.....</b>	<b>87</b>
7.1 FUNCIONAMIENTO DEL SCADA.....	87
7.2 ESTACIÓN SCADA.....	88
7.3 ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE CONTROL.....	91
7.4 PROGRAMACIÓN DEL RTP.....	92
7.5 ARRANQUE REMOTO DE BOMBAS.....	94
7.6 PANTALLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL COMPUTADOR DE FLUJO DE PETRÓLEO NETO.....	95
7.7 OTRAS APLICACIONES DEL SCADA EN CASA BOMBA.....	98
<b>8 NORMAS y PROCEDIMIENTOS DE CALIBRACIÓN, PROCEDIMIENTOS DE MEDICIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD LACT.....</b>	<b>101</b>
8.1 NORMAS DE CALIBRACIÓN DE MEDIDORES.....	101
8.1.1 Factor del Medidor con Probador (Meter Factor - MF).....	101
8.1.2 Modelo para Calcular el Factor del Medidor.....	103
8.1.3 Procedimiento de Cálculo del MF.....	104
8.1.4 Control del Factor del Medidor con Límites Fijos.....	109
8.2 PROCEDIMIENTO DE CALIBRACIÓN MANUAL CON TUBOS PROBADORES BIDIRECCIONALES.....	112
8.2.1 Procedimiento para Alinear el Tubo Probador con el Medidor.....	112
8.2.2 Causas de No Repetibilidad en un Proceso de Calibración.....	114
8.3 GENERALIDADES CON RESPECTO AL FACTOR DEL MEDIDOR.....	115
8.4 PROCEDIMIENTOS DE FUNCIONAMIENTO.....	117
8.4.1 Utilización de la Unidad de Medición LACT de Crudo hacia la Refinería La Libertad.....	117
8.4.2 Acceso a la Computadora de Flujo por Medio del SCADA.....	123
8.4.3 Acceso a la Computadora de Flujo en la Unidad LACT.....	126
8.5 MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD LACT.....	127



<b>9 CONSTRUCCIÓN – INSTALACIÓN DE LA UNIDAD LACT.....</b>	<b>129</b>
<b>10 CONCLUSIONES.....</b>	<b>132</b>
10.1 RESUMEN.....	132
10.2 PRINCIPAL.....	132
10.3 PERÍODO DE PRUEBA.....	133
10.4 RECOMENDACIONES.....	134
<b>11 BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>135</b>
11.1 BIBLIOGRAFÍA GENERAL.....	135
11.2 DIRECCIONES ELECTRÓNICAS.....	136

## **DOCUMENTO N° 2: ESTUDIO ECONÓMICO**

<b>1 ESTIMACIÓN DE COSTOS.....</b>	<b>139</b>
1.1 INTRODUCCIÓN.....	139
1.2 ANÁLISIS DE COSTOS.....	139
<b>2 ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS.....</b>	<b>141</b>
2.1 OBSERVACIONES.....	141
2.2 CONCLUSIONES.....	143

## **DOCUMENTO N° 3: ANEXOS**

ANEXO A: COSTES DE LA UNIDAD LACT DE CASA BOMBA.....	145
ANEXO B: LEY DE GESTIÓN AMBIENTAL DE OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS EN ECUADOR	
ANEXO C: ACTAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO V., DESDE MARZO DE 2006 A SEPTIEMBRE DE 2005	
ANEXO D: CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS DE LA UNIDAD LACT	
ANEXO E: LISTA ALFABÉTICA DE CONVERSIÓN DE UNIDADES	

# ÍNDICE DE FIGURAS

## DOCUMENTO N° 1: MEMORIA

Figura 2-1: Mapa del Ecuador.....	4
Figura 2-2: Mapa de ubicación de la Península de Santa Elena, Ecuador.....	4
Figura 2-3: Balancín operando en el Campo Gustavo Galindo V.....	7
Figura 2-4: Planta gasolinera a cargo de la empresa PACIFPETROL.....	8
Figura 2-5: Instalaciones de producción de gasolina.....	8
Figura 2-6: Cabinas principales de operación en Casa Bomba del Campo Gustavo Galindo V.....	9
Figura 2-7: Dos de los tanques de producción de Casa Bomba.....	9
Figura 2-8: Oleoducto transferencia de crudo hacia la Refinería La Libertad.....	10
Figura 4-1: Intercambiador de calor.....	28
Figura 4-2: Válvula de vástago.....	31
Figura 5-1: Diagrama de tanque de almacenamiento.....	34
Figura 5-2: Perforaciones en tubos flotador y medidor.....	35
Figura 5-3: Cinta de medición con pasta indicadora de agua.....	42
Figura 5-4: Medición de niveles.....	42
Figura 5-5: Diferencia entre marca del nivel de crudo y de agua.....	43
Figura 5-6: Interfase agua – petróleo.....	43
Figura 5-7: Muestrador.....	45
Figura 5-8: Muestreo de crudo en tanques.....	46
Figura 5-9: Lectura de Gravedad API.....	46
Figura 5-10: Lectura de la temperatura de la muestra.....	47
Figura 5-11: Balance de energía.....	50
Figura 5-12: Balance de energía.....	50
Figura 5-13: Esquema de conexión de flujo tipo Venturi.....	52
Figura 5-14: Codos montados en tuberías rectas.....	52
Figura 5-15: Tipos de vertederos.....	53
Figura 5-16: Métodos avanzados de medición de nivel en vertederos.....	54
Figura 6-1: Medidor de desplazamiento positivo.....	58
Figura 6-2: Medidor de flujo turbina.....	59
Figura 6-3: Tipos de placas de orificio.....	59
Figura 6-4: Tipos de tubos Bourdon.....	63
Figura 6-5: Fuelles.....	63
Figura 6-6: Diafragma.....	65

Figura 6-7: Puente de Wheatstone.....	66
Figura 6-8: Manómetro inclinado.....	67
Figura 6-9: Barómetro.....	67
Figura 6-10: Manómetro de presión diferencial.....	68
Figura 6-11: Transductor capacitivo.....	68
Figura 6-12: Manómetros eléctricos.....	69
Figura 6-13: Elementos de la Unidad LACT.....	73
Figura 6-14: Dispositivos de presión y temperatura.....	74
Figura 6-15: Bomba de transferencia a la Refinería La Libertad.....	75
Figura 6-16: Medidor de flujo Smith de desplazamiento positivo.....	76
Figura 6-17: Monitor de BSW en funcionamiento muestra un corte de agua del 97%.....	77
Figura 6-18: Monitor de BSW acoplado en una conexión vertical de la Unidad LACT.....	78
Figura 6-19: Válvulas de contra presión.....	82
Figura 6-20: Válvula en la línea principal de la Unidad LACT.....	82
Figura 6-21: Válvula control de flujo de la Unidad LACT.....	83
Figura 6-22: Tramos verticales y horizontales de tubería en la Unidad LACT.....	83
Figura 6-23: Tramos verticales de tubería para el monitor de BSW y filtro en la Unidad LACT.....	84
Figura 6-24: Conexiones para tubo probador durante la calibración del medidor de flujo de desplazamiento positivo Medidor Smith.....	84
Figura 7-1: Diagrama del sistema de control para Casa Bomba.....	92
Figura 7-2: Diagrama de funcionamiento del sistema RTP de transmisión de datos.....	93
Figura 7-3: Visualización gráfica de adquisición de datos de producción de petróleo crudo, por parte del sistema SCADA.....	94
Figura 7-4: Paso 1 para conectarse desde la computadora digital a la computadora de flujo de la Unidad LACT.....	95
Figura 7-5: Paso 2 Acceso a la pantalla principal de la computadora de flujo de la Unidad LACT.....	96
Figura 7-6: Visualización de los datos en tiempo real que aparecen en la pantalla de la computadora de flujo de la unidad LACT.....	96
Figura 7-7: Paso 3 Escoger el formato de la información requerida.....	97
Figura 7-8: Paso 4 Opciones de destino de la información de producción del campo.....	97
Figura 7-9: Paso 5 Reporte final de transferencia a la Refinería La Libertad.....	98
Figura 7-10: Pantallas del sistema de almacenamiento de crudo, con acceso a la computadora de flujo de petróleo neto.....	99

Figura 7-11: Tendencias de producción de petróleo crudo.....	99
Figura 7-12: Tendencias de niveles de tanques de almacenamiento de petróleo crudo.....	100
Figura 8-1: Esquema típico.....	113
Figura 8-2: Equipos, instrumentos y accesorios de la Unidad LACT de Casa Bomba.....	118
Figura 8-3: Sensores y transmisores de presión y temperatura de la Unidad LACT de Casa Bomba.....	119
Figura 8-4: Monitor de BSW de la Unidad LACT de Casa Bomba.....	119
Figura 8-5: Pantalla del sistema de control y monitoreo de producción de petróleo crudo, SCADA.....	120
Figura 8-6: Alineación de válvulas de la Unidad LACT de Casa Bomba.....	121
Figura 8-7: Válvula de purga en el medidor de flujo.....	122
Figura 8-8: Paso 1 Acceder al Win Panel de la computadora de flujo.....	123
Figura 8-9: Paso 2 Conectarse con la computadora de flujo de la Unidad LACT.....	124
Figura 8-10: Ingreso en el sistema de la computadora de flujo.....	124
Figura 8-11: Paso 3 Obtener el valor grueso y acumulado de la producción de petróleo crudo.....	125
Figura 8-12: Paso 4 Obtener los volúmenes gruesos y netos de petróleo crudo producido.....	125
Figura 8-13: Paso 5 Salir del Win Panel de la computadora de flujo de la Unidad LACT.....	126
Figura 8-14: Computadora de flujo de la Unidad LACT de Casa Bomba.....	126

# ÍNDICE DE TABLAS

## DOCUMENTO N° 1: MEMORIA

Tabla 5-1: Aplicación de medidores de flujo según fluido a medir.....	55
Tabla 6-1: Rango de presión para bridas de acero, según servicio en la producción de petróleo crudo.....	85
Tabla 6-2: Rango de presión con relación presión-temperatura de la norma ANSI B 16.5.....	86
Tabla 8-1: Coeficiente $G_c$ según el material del probador.....	104
Tabla 8-2: Coeficientes $G_a$ y $G_l$ según el material del probador.....	105
Tabla 8-3: Modulo de elasticidad $E$ según el material del probador.....	106
Tabla 8-4: Gravedad específica y Gravedad API para densidad base.....	106
Tabla 8-5: Gravedad específica y Gravedad API para Factor CTL.....	107
Tabla 8-6: Determinación del factor de compresibilidad $F$ .....	108
Tabla 8-7: Determinación de la presión de equilibrio, $P_e$ .....	108
Tabla 8-8: Control del factor del medidor.....	111
Tabla 8-9: Gravedad específica y Gravedad API.....	114
Tabla 8-10: Acción del medidor de flujo – efecto – resultado.....	115
Tabla 8-11: Características del líquido – efecto – resultado.....	116
Tabla 8-12: Probadores de tubería y tanques de prueba.....	117

## DOCUMENTO N° 2: ESTUDIO ECONÓMICO

Tabla 1-1: Tiempo – Costos.....	140
Tabla 2-1: Producción acumulada de petróleo crudo del Campo Gustavo Galindo V., medición convencional.....	142
Tabla 2-2: Producción acumulada de petróleo crudo del Campo Gustavo Galindo V., medición automatizada .....	142
Tabla 2-3: Resultado de la comparación de la producción acumulada de petróleo crudo del Campo Gustavo Galindo V., bajo dos métodos.....	143



**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR  
DE  
INGENIEROS DE MINAS**

**DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DE  
RECURSOS MINERALES Y OBRAS  
SUBTERRÁNEAS**

**IMPLEMENTACIÓN DE LA UNIDAD DE  
MEDICIÓN DE CRUDO LACT EN EL  
CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO (ECUADOR)**

**DOCUMENTO N° 1: MEMORIA**



**CIB-ESPOL**

MICHELLE NARANJO LEÓN

JUNIO 2006

## **RESUMEN**

El presente proyecto consiste en el análisis y estudio del período de prueba de la Implementación de la Unidad de Medición de Crudo LACT en el Campo Gustavo Galindo Velasco, obra que constituye un gran avance técnico a la empresa operadora de dicho campo, PACIFPETROL S.A., y beneficios económicos tanto a la empresa, como al Estado Ecuatoriano y por defecto a las comunidades aledañas del sector de la Península de Santa Elena, Ancón Ecuador.

De esta manera, dicho proyecto, se realiza a fin de continuar con la automatización de las operaciones de producción de petróleo crudo en estación de producción del campo, denominadas en conjunto Casa Bomba, con el objetivo fundamental de realizar la medición con precisión de volúmenes de crudo producido en el Campo Gustavo Galindo V. de la Península de Santa Elena.

También este proyecto tiene por finalidad presentar sus períodos de construcción e instalación. Así como su período de prueba y resultados tanto de producción como económicos se refiere.

Para llevar a cabo la implementación y puesta en marcha de la obra ha sido necesario el estudio y colaboración de diferentes ramas de la ingeniería como la Ingeniería de Petróleo, Ingeniería de Control y Procesos de automatización e Ingeniería Mecánica. Así como conocimientos básicos y fundamentales de contabilidad y economía.

## **ABSTRACT**

The present project consists on the analysis and testing period study of the Implementation of the Unit of Oil Measurement LACT in the Field Gustavo Galindo Velasco, work that represents a great technical advance to the operator company of this field, PACIFPETROL S.A., and economic benefits to the company as well as for the Ecuadorian State, and by default to the neighboring communities of Santa Elena's Peninsula, Ancon Ecuador.

By the way, this project is carried out in order to continue with the automation of the production operations on the oil surface facilities of this field, denominated Casa Bomba, with the main objective of realize accurate measurements of petroleum volumes produced in the field Gustavo Galindo V.

This project also has the purpose to present its periods of construction and installation. As well as its testing period and production results related with economic facts.

To carry out the implementation and setting of this job, it has been necessary the study and collaboration of different engineering branches like Petroleum Engineering, Engineering of Control and Automation of Processes and Mechanical Engineering. As well as basic and fundamental knowledge of accounting and economy.

## **1 OBJETIVOS Y ALCANCE**

Este Proyecto, de acuerdo a su objetivo específico, pretende analizar la teoría y la formulación necesarias para la implementación de la unidad de medición de crudo LACT en el Campo Gustavo Galindo V., ubicado en la Península de Santa Elena en Ecuador. Así su objetivo, parte de la medición con precisión de volúmenes de crudo producido en dicho campo mediante la futura puesta en marcha de este proyecto, el cual tiene como fin integrar una unidad automática de medición de crudo, Unidad LACT, a partir de la cual se transferirá de manera automática el crudo hacia la refinería. Así mismo se estudiarán las diferencias entre la medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos; la medición y calibración instrumental referida a la Unidad LACT; normas y procedimientos de funcionamiento; impacto ambiental; y por supuesto el estudio económico para la implementación de la unidad LACT.

Es necesario recalcar que la adquisición de equipos y construcción del medio para este proyecto ya se ha realizado, pero con la finalidad de su implementación aún se encuentra en período de prueba y calibración, razón que justifica la realización de este proyecto fin de carrera en su meta final de demostrar los beneficios de existencia del mismo. En espera de funcionar de manera oficial una vez terminada esta fase de prueba, la Unidad de Medición LACT, será puesta en marcha.

Así a manera de ayuda para el seguimiento de la lectura de este proyecto, es necesario recordar que en un pozo perforado, luego de su evaluación, se deben correr las tuberías de revestimiento (casing), que permitan que los hidrocarburos y el agua de formación de las diferentes zonas productivas fluyan de acuerdo a su completación y al método de levantamiento seleccionado, sea éste, natural o artificial. En superficie deben instalarse, un cabezal diseñado para su control, líneas de flujo que se conecten con la estación de producción, lo que permitirá alcanzar su máxima productividad bajo un sistema eficaz de medición de crudo, por parte de la compañía operadora del campo petrolífero.

## 2 ANTECEDENTES

### 2.1 INTRODUCCIÓN

Desde el año 2002, el Campo Gustavo Galindo Velasco, conocido comúnmente como el Campo Ancón por ser el área con mayor producción de petróleo en dicho campo petrolero, ha venido siendo operado por la Compañía PACIFPETROL en la búsqueda de un crecimiento constante y sostenido de la producción en la industria del petróleo ecuatoriano. Así con el paso del tiempo se ha venido desarrollando mejores prácticas operativas, alcanzando el máximo retorno de las inversiones y contribuyendo siempre al desarrollo humano – social de la comunidad de la Península de Santa Elena de la Provincia del Guayas en Ecuador. De esta manera, hace 6 meses se inició el proceso de implementación de la Unidad LACT, unidad de medición de crudo del Campo Gustavo Galindo Velasco. Para lograr esto se inició con anterioridad la automatización de los sistemas de recepción y almacenamiento de hidrocarburos, es decir su transición de estáticos a dinámicos en la estación de producción, denominada Casa Bomba.

### 2.2 LOCALIZACIÓN Y CLIMA

Los campos petroleros de la Península de Santa Elena se encuentran ubicados al suroeste de la República del Ecuador, aproximadamente a 130 km al oeste de la ciudad de Guayaquil. Esta región posee un clima tropical o ecuatorial, cuya temperatura media anual varía entre 18 °C a 30 °C. Se caracteriza por las constantes precipitaciones en forma desigual en los distintos lugares y durante todo el año; los principales meses de lluvia se sitúan entre diciembre y mediados de mayo, período considerado como de invierno. Esta desigualdad en la precipitación pluvial obedece al efecto de las corrientes marinas de Humboldt y El Niño.

En la figura 2-1 y figura 2-2 se muestra el mapa del Ecuador y el mapa de ubicación de la Península de Santa Elena, respectivamente.



**CIB-ESPOL**



Figura 2-1: Mapa del Ecuador

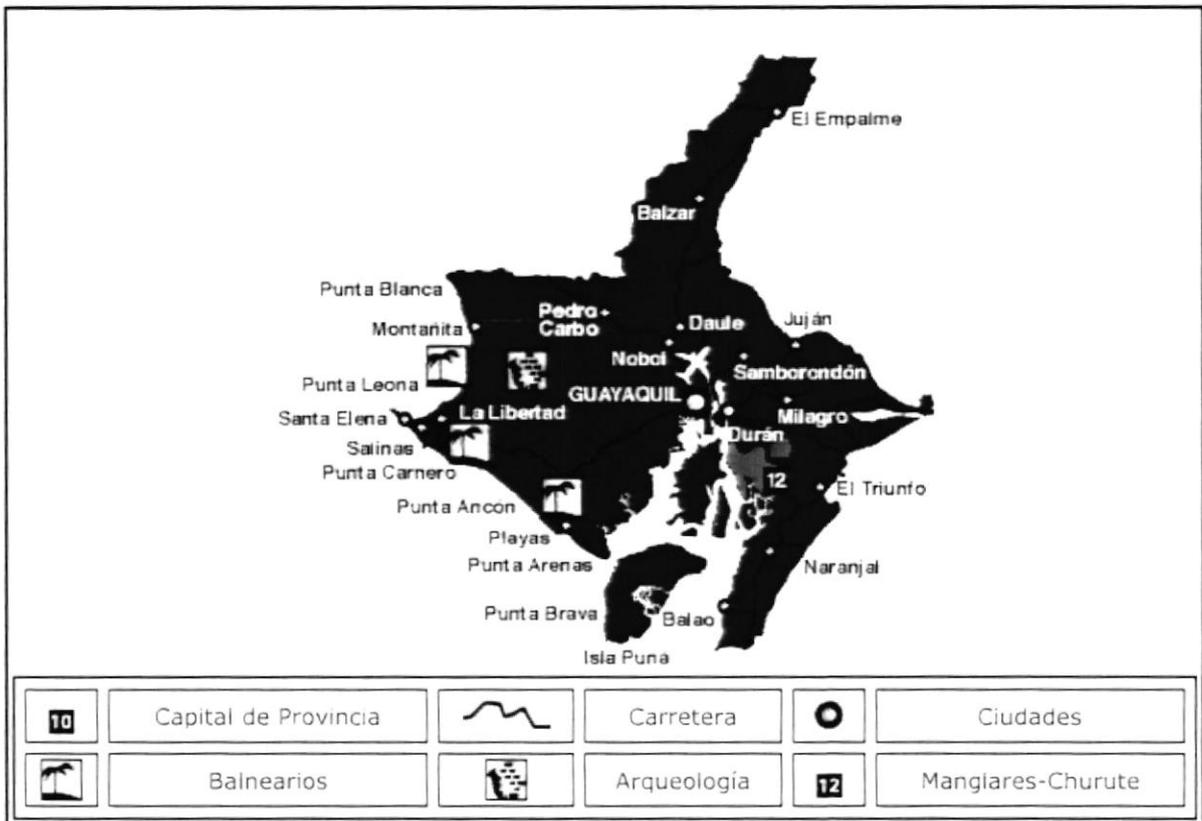


Figura 2-2: Mapa de ubicación de la Península de Santa Elena, Ecuador

### **2.3 INICIO DE LA EXPLOTACIÓN DEL CAMPO PETROLERO GUSTAVO GALINDO VELASCO**

En el año de 1911, se perfora el primer pozo petrolero en la Península de Santa Elena, denominado Ancón 1, con resultados positivos; desde esa fecha se inicia la explotación de petróleo en el Ecuador. La producción de petróleo en la Península se inició en el año de 1925 y proviene principalmente de las formaciones Atlanta de profundidades entre 800 y 4.000 pies (1 209 m) y Socorro de profundidades entre 300 y 1.200 pies (91,5 y 366 m). A partir del inicio del periodo de exploración, en 1921, han sido varias las empresas que han mantenido concesiones en la Península de Santa Elena; sin embargo, de todas ellas, un 75% de las áreas explotadas y de la producción lograda corresponden a la Compañía Anglo Ecuatorian-Oilfields.

El Campo Ancón es el principal productor de petróleo y está dividido en 15 áreas: Perito, La Fuente, Certeza, Emporio, Santo Tomás, San Joaquín, La Fe, Tablazo, Tigre, Cacique, Central, Ancón, Seca, Hecotea y Concepción. Las áreas Navarra y Asturias, al norte de éste campo, fueron productoras de gas. Además existen los campos de Petrópolis, San Raymundo, Santa Paula, Cautivo, Carmela y El Tambo.

En 1976 la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) tomó a cargo la operación de los campos de la Península, al haberse completado la reversión por parte de la Compañía Anglo Ecuatorian Oilfields; de esta forma el Gobierno Nacional cuenta por primera vez con un instrumento que le permitía llevar a la práctica la voluntad nacional de administrar y controlar por su propia cuenta el recurso hidrocarburífero, en beneficio del país.

Desde 1971 a 1989, CEPE se convirtió en el símbolo nacional, cuyo esfuerzo estaba dirigido a dotar al país de la infraestructura necesaria para la naciente industria del petróleo.

El 26 de septiembre de 1989, mediante la Ley Especial No. 45, se creó PETROECUADOR, como una entidad con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, económica, financiera y operativa; con facultades para cubrir sus costos empresariales, entregar al fisco el 90% de sus ganancias e invertir el 10% restante en el robustecimiento institucional, especialmente en el área de exploración. De acuerdo al modelo internacional se creó como un "holding" conformado por una Matriz y tres filiales: PETROPRODUCCIÓN, PETROINDUSTRIAL y PETROCOMERCIAL, a todo el conjunto se lo denominó Sistema de PETROECUADOR. A la empresa PETROECUADOR le corresponde la planificación y coordinación de sus

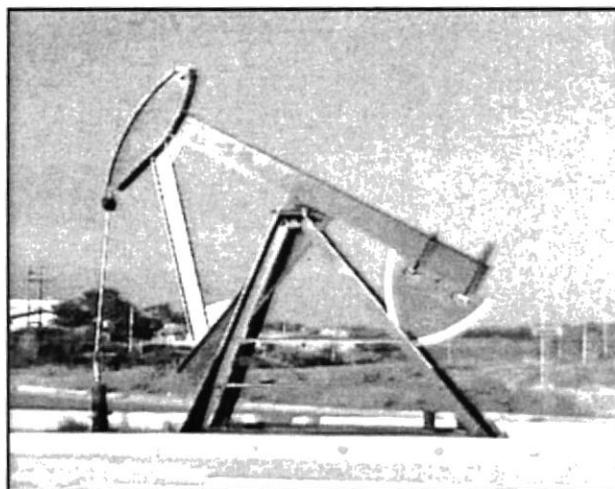
actividades y la de sus Filiales, administrar, fiscalizar y controlar los contratos de prestación de servicios, de Participación y de Servicios Específicos, referentes a la explotación de hidrocarburos y celebrados con compañías internacionales; además, de la comercialización del petróleo y sus derivados en el mercado interno y externo. En la Matriz se encuentran principalmente la Gerencia de Economía y Finanzas, administrativa, Comercio Internacional, Oleoducto y la Unidad de Administración de Contratos Petroleros y la de Protección Ambiental.

## **2.4 EXTRACCIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO**

La extracción, producción o explotación del petróleo se hace de acuerdo con las características propias del yacimiento del Campo Gustavo Galindo V. Para poner un pozo a producir se baja una especie de cañón y se perfora la tubería de revestimiento a la altura de las formaciones donde se encuentra el yacimiento. El petróleo fluye por esos orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como "tubing".

Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo gas y agua), éste saldrá por sí solo. En este caso se instala en la cabeza del pozo un equipo llamado "árbol de navidad", que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo. Si no existe esa presión, se emplean otros métodos de extracción.

El más común utilizado para producir petróleo en el Campo Gustavo Galindo V., ha sido y es el "balancín" o "machín", que se encuentra en la figura 2-3, el cual, mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie.



**Figura 2-3:** Balancín operando en el Campo Gustavo Galindo V.

El petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente la estación de producción que consiste básicamente en separar el agua y gas del petróleo crudo y almacenarlo hasta su posterior transferencia hacia refinerías.

#### **Planta de Gasolina del Campo Gustavo Galindo V.**

El gas natural asociado que acompaña al petróleo se envía a plantas de tratamiento para aprovecharlo en el mismo campo y/o despacharlo como "gas seco" hacia los centros de consumo a través de gasoductos. En el caso de yacimientos que contienen únicamente gas natural, se instalan los equipos requeridos para tratarlo y enviarlo a los centros de consumo.

En la figura 2-4 y figura 2-5 se muestran las instalaciones de la planta de gasolina de dicho campo, recientemente inauguradas.

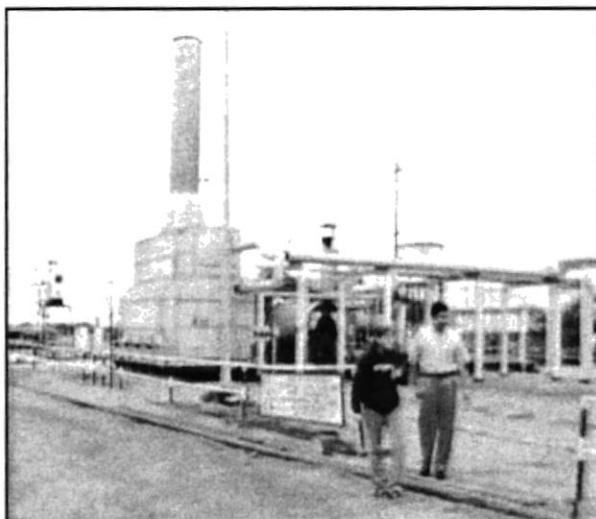


Figura 2-4: Planta gasolinera a cargo de la empresa PACIFPETROL

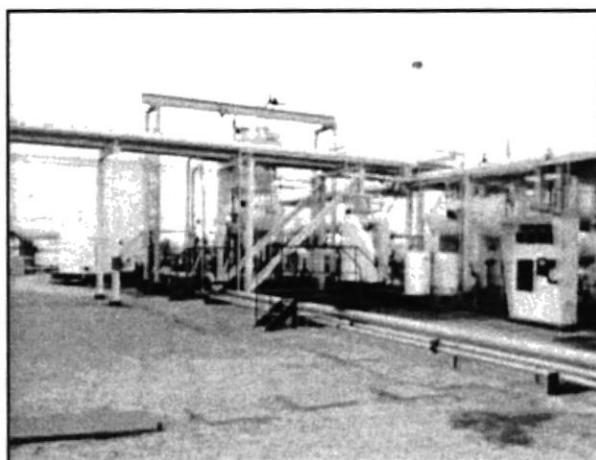


Figura 2-5: Instalaciones de producción de gasolina

## 2.5 ESTACIÓN DE PRODUCCION

La estación de producción de petróleo del Campo Gustavo Galindo V., se encuentran centralizadas en Casa Bomba. Casa Bomba es el lugar final de almacenamiento del petróleo y agua de este campo. Está constituida por 6 tanques con las siguientes capacidades:

Tanque K:	55 000 bl (8 744.30 m <sup>3</sup> )
Tanque H:	29 000 bl (4 610.63 m <sup>3</sup> )
Tanque N:	19 000 bl (3 020.76 m <sup>3</sup> )
Tanque H2:	600 bl (95.40 m <sup>3</sup> )

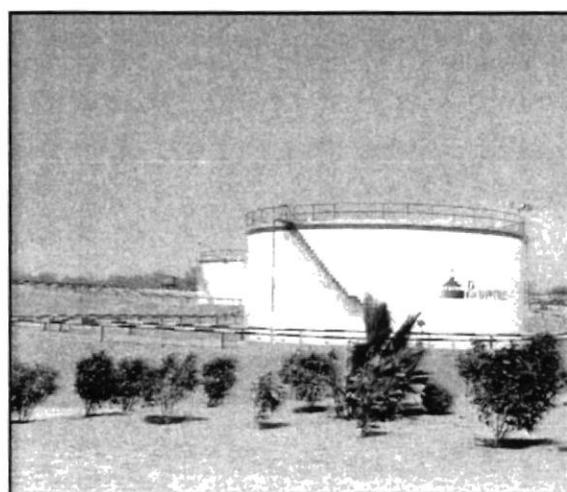
Tanque L1: 600 bl (95.40 m<sup>3</sup>)

Tanque Auxiliar: 350 bl (55.65 m<sup>3</sup>)

En la figura 2-6 y figura 2-7 se muestran las cabinas principales de operación de la estación de producción de este campo y sus tanques de almacenamiento, respectivamente. Desde las cabinas se controlarán todos los equipos y dispositivos de la estación centralizados, una vez que se haya finalizado la automatización de la misma.



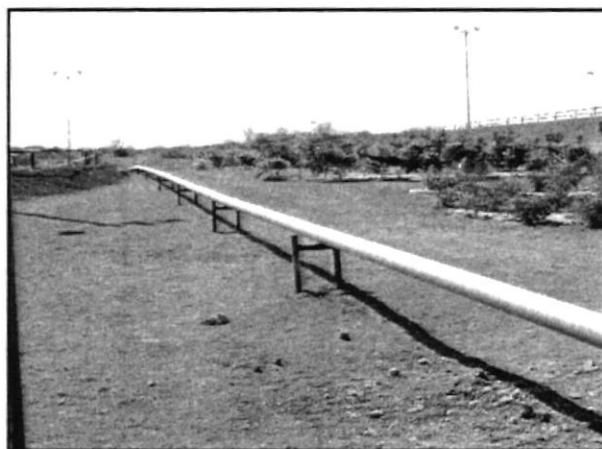
**Figura 2-6:** Cabinas principales de operación en Casa Bomba del Campo Gustavo Galindo V.



**Figura 2-7:** Dos de los tanques de producción de Casa Bomba



Desde el tanque K se transfiere para la venta de Petróleo a la Refinería de PETROINDUSTRIAL en el La Libertad. Para ello se utilizan las bombas de transferencia de desplazamiento positivo para bombear hasta 10.000 barriles (1 589.87 m<sup>3</sup>) por día por un oleoducto de 6 pulgadas (152.4 mm) de diámetro a una distancia de 14 km. También cuenta con Piscinas API, lugar de almacenamiento de agua de drenaje de los tanques de Casa Bomba y de los tanques de las estaciones de producción. En la figura 2-8 se muestra una perspectiva de la trayectoria del oleoducto primario el cual pasa por Casa Bomba.



**Figura 2-8:** Oleoducto transferencia de crudo hacia la Refinería La Libertad

## **2.6 MEDICIÓN MANUAL DE PETRÓLEO EN CASA BOMBA**

Hasta el momento en Casa Bomba se cuantifica la producción de petróleo crudo de manera convencional, es decir bajo procesos y estándares de medición estática de hidrocarburos líquidos bajo la supervisión y control de la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ecuador (DNH). Este organismo estatal regula que la producción que obtiene cada compañía operadora sea la permitida diariamente por el Estado Ecuatoriano, bajo las características estándar de producción, transferencia y comercialización de hidrocarburos. El ejercicio del cumplimiento de normas de normas y procedimientos técnicos de medición de petróleo crudo producido por parte de empresas operadoras privadas como de la estatal, se realiza con el objetivo principal de preservar la energía de los yacimientos de hidrocarburos y de su explotación racional.

En capítulos posteriores se indicará a detalle la realización de la medición convencional con el fin de plasmar su diferencia con la que se propone en este proyecto. De esta manera

como fue mencionado en el capítulo 1 de este documento, se estudiarán las herramientas necesarias para la implementación de la unidad de medición de petróleo crudo, su comparación con la medición actualmente realizada, normas de calibración y funcionamiento.

## **2.7 RESUMEN EJECUTIVO DE LA LEY DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR**

### **2.7.1 Capítulo I Disposiciones Fundamentales**

- Los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado. Y su explotación se ceñirá a los lineamientos del desarrollo sustentable y de la protección y conservación del medio ambiente.
- En todas las actividades de hidrocarburos, prohíbanse prácticas o regulaciones que impidan o distorsionen la libre competencia, por parte del sector privado o público. Prohíbanse también prácticas o acciones que pretendan el desabastecimiento deliberado del mercado interno de hidrocarburos.
- El Estado explorará y explotará los yacimientos en forma directa a través de PETROECUADOR la que podrá hacerlo por sí misma o celebrando contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana.
- También se podrá constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en el país. Son contratos de exploración y explotación de campos marginales aquellos celebrados por el Estado por intermedio de PETROECUADOR, mediante los cuales se delega a la contratista con sujeción al numeral primero del artículo 46 (actual 247) de la Constitución Política de la República, la facultad de exploración y explotación adicional en los campos de producción marginal actualmente explotados por PETROPRODUCCIÓN, realizando todas las inversiones requeridas para la exploración y explotación adicional.
- Son campos marginales aquellos de baja prioridad operacional o económica considerados así, por encontrarse lejanos a la infraestructura de PETROECUADOR, por contener crudo de baja gravedad (crudo pesado), o por necesitar técnicas de

recuperación excesivamente costosas, calificados como tales por el Ministerio del Ramo, siempre y cuando dicha explotación y exploración adicional signifique mayor eficiencia técnica y económica en beneficio de los intereses del Estado. Estos campos no podrán representar más del 1% de la producción nacional y se sujetarán a los cánones internacionales de conservación de reservas. La adjudicación de estos contratos será realizada por el Comité Especial previsto en el artículo 19 y mediante concursos abiertos dando prioridad a la participación de empresas nacionales del sector hidrocarburífero, por sí solas o asociadas. Las adjudicaciones procurarán tomar en consideración:

- a) Mayor monto de inversión a realizarse en el área;
  - b) Garantía de producción mínima;
  - c) Costos de producción.
- Se declara de utilidad pública la industria de hidrocarburos en todas sus fases, esto es, el conjunto de operaciones para su obtención, transformación, transporte y comercialización. Por consiguiente, procede la expropiación de terrenos, edificios, instalaciones y otros bienes, y la constitución de servidumbres generales o especiales de acuerdo con la Ley, que fueren necesarias para el desarrollo de esta industria.
  - Los hidrocarburos se explotarán con el objetivo primordial de que sean industrializados en el País.

### **2.7.2 Capítulo II Dirección y Ejecución de la Política de Hidrocarburos**

- Corresponde al Ministro del Ramo someter a consideración del Presidente de la República la política nacional de hidrocarburos, en los siguientes aspectos:
  1. Aprovechamiento óptimo de los recursos de hidrocarburos;
  2. Conservación de reservas;
  3. Bases de contratación para los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que proponga PETROECUADOR;
  4. Comercio exterior de los hidrocarburos;
  5. Bases de contratación que proponga PETROECUADOR;
  6. Inversión de utilidades de los contratistas; y,
  7. Regímenes monetario, cambiario y tributario relacionados con los hidrocarburos.

Con respecto a las materias referidas, el Ministro establecerá la coordinación necesaria con los organismos pertinentes.

- Los actos jurídicos de las instituciones del sector podrán ser impugnados en sede administrativa o judicial. La impugnación en sede administrativa se hará de conformidad con el Estatuto del Régimen Jurídico Administrativo de la Función Ejecutiva. En sede judicial, se tramitará ante los tribunales distritales de lo Contencioso-Administrativo. Las controversias que se deriven de los contratos regidos por esta ley podrán ser resueltas mediante la aplicación de sistemas de mediación y arbitraje de conformidad con lo establecido en la ley y en el convenio arbitral correspondiente.
- La Dirección Nacional de Hidrocarburos es el organismo técnico - administrativo dependiente del Ministerio del Ramo que controlará y fiscalizará las operaciones de hidrocarburos en forma directa o mediante la contratación de profesionales, firmas o empresas nacionales o extranjeras especializadas. La Dirección Nacional de Hidrocarburos velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y seguridad, sobre la base de los reglamentos que expida el Ministro del ramo. PETROECUADOR contribuirá con el aporte del dos por mil de su presupuesto consolidado de operaciones, para financiar los costos de las auditorías que debe realizar la Dirección Nacional de Hidrocarburos, conforme con la Ley.

### **2.7.3 Capítulo III Formas Contractuales**

- Son contratos de asociación, aquellos en que PETROECUADOR contribuye con derechos sobre áreas, yacimientos, hidrocarburos u otros derechos de su patrimonio, y en que la empresa asociada contrae el compromiso de efectuar las inversiones que se acordaren por las partes contratantes. En el caso de abandono o devolución total de áreas por improductividad, nada deberá PETROECUADOR a la empresa asociada y quedará extinguida la relación contractual de asociación.
- Para todo tipo de contrato relativo a la exploración y explotación del petróleo crudo, el período de exploración durará hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta dos (2) años mas, previa justificación de la contratista y autorización de PETROECUADOR. La operación deberá comenzar y continuar en el terreno dentro de los seis (6) primeros meses a partir de la inscripción del contrato en el Registro de Hidrocarburos, inscripción que tendrá que realizarse dentro de los treinta (30) días de suscrito el contrato. El período de explotación del petróleo crudo, en todo tipo de contrato, podrá durar hasta veinte (20) años prorrogable por PETROECUADOR, de acuerdo a lo que

se establezca en el plan de desarrollo del área y siempre que convenga a los intereses del Estado.

- Para todo tipo de contrato relativo a la exploración y explotación de gas natural, se establecerán los términos y las condiciones técnicas y económicas de acuerdo a la Ley en lo que fuere aplicable. El período de exploración podrá durar hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta por dos (2) años más previa justificación de la contratista y autorización de PETROECUADOR. Posterior al período de exploración y antes de iniciar el período de explotación, la contratista tendrá derecho a un período de desarrollo del mercado y de construcción de la infraestructura, necesarios para el efecto, cuya duración será de (5) cinco años prorrogables de acuerdo a los intereses del Estado, a fin de que la contratista, por sí sola o mediante asociación con terceros, comercialice el gas natural descubierto. El período de explotación de estos contratos podrá durar hasta veinticinco (25) años, prorrogable por PETROECUADOR, de acuerdo a los intereses del Estado. La contratista iniciará el período de explotación previa autorización de PETROECUADOR.
- En todos los contratos, se exigirá un programa exploratorio, el mismo que se ejecutará en la forma que acuerden las partes. Los contratistas o asociados, llevarán a cabo las actividades relativas a la exploración del área contratada por medio de investigaciones geológicas, geofísicas, perforación de pozos y cualquiera otras operaciones aceptadas por la industria petrolera para la exploración, con el fin de investigar totalmente el área y evaluar las trampas estructurales o estratigráficas descubiertas.

#### **2.7.4 Capítulo IV Petróleo Crudo y Gas Natural**

- El Estado autoriza la explotación de petróleo crudo o de gas natural libre; por lo tanto, los contratistas o asociados, tienen derecho solamente sobre el petróleo crudo o el gas natural libre que les corresponda según dichos contratos. Los contratistas que celebraren contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos, podrán suscribir contratos adicionales para la explotación de gas natural libre si encontraren en el área del contrato yacimientos comercialmente explotables.
- A su vez, los contratistas que celebraren contratos para la exploración y explotación de gas natural libre, podrán suscribir contratos adicionales para la explotación de petróleo crudo si encontraren, en el área del contrato, yacimientos petrolíferos comercialmente explotables.

- Los yacimientos de condensado o de elevada relación gas/petróleo se considerarán yacimientos de gas libre, siempre que, a juicio del Ministerio del Ramo, resulte antieconómica la sola producción de sus hidrocarburos líquidos.

### **2.7.5 Capítulo V Ingresos Estatales**

- El Estado percibirá, por concepto de la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, por lo menos: primas de entrada, derechos superficiales, regalías, pagos de compensación y aportes en obras de compensación; y, por el transporte: participación en las tarifas.
- Como prima de entrada para la exploración de hidrocarburos, el Estado percibirá, dentro de los treinta días siguientes a la fecha de inscripción del contrato respectivo en el Registro de Hidrocarburos, una cantidad mínima de cincuenta sucres por hectárea.
- Durante el periodo de exploración, el Estado recibirá un derecho superficial no menor de diez sucres por hectárea y por año.
- Dentro de los treinta días siguientes a la iniciación del período de explotación, el Estado recibirá, por concepto de prima de entrada, no menos de ciento cincuenta sucres por hectárea de superficie que se retenga para tal periodo.
- Durante el período de explotación, el Estado percibirá, por hectárea y por año, un derecho superficial no menor de cincuenta sucres en los primeros cinco años y de cien sucres a partir del sexto año.
- El Estado recibirá mensualmente una regalía no inferior al doce y medio por ciento sobre la producción bruta de petróleo crudo medida en los tanques de almacenamiento de los centros de recolección, después de separar el agua y materias extrañas, cuando la producción promedia del mes respectivo no llegue a treinta mil barriles diarios. La regalía se elevará a un mínimo del catorce por ciento cuando la producción promedia en el mes, sea de treinta mil o más y no llegue a sesenta mil barriles diarios; y, subirá a un mínimo de dieciocho y medio por ciento, cuando la producción promedia en el mes sea de sesenta mil o más barriles por día. Los porcentajes de regalías antes mencionados se aplicarán a la producción conjunta de cada empresa y de sus filiales, subsidiarias y asociadas, así como a consorcios de empresas y sociedades de hecho. Por el gas de los yacimientos de gas libre y por los productos que de él se obtengan, se pagará mensualmente una regalía mínima de dieciséis por ciento.
- Todo contrato deberá establecer la obligación de efectuar, al entrar al período de explotación, como compensación, obras según los planes del gobierno, por un

determinado valor, de acuerdo con el tamaño del área contratada y de su proximidad a yacimientos descubiertos. En ningún caso, esta aportación será inferior a doscientos sucres por hectárea del área reservada, y se la invertirá en un plazo no mayor de cinco años.

- Los contratistas o asociados deberán dar las facilidades necesarias para los controles y fiscalizaciones por parte del Ministerio del Ramo, el que podrá proceder a la revisión retroactiva de los datos y registros según los requerimientos del caso. Las auditorías realizadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, ya sea directamente o mediante la contratación de auditores independientes de probada competencia, previamente calificados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, serán actos administrativos vinculantes y se considerarán firmes, a menos que se ejerza el derecho de impugnación de conformidad con la Ley.

#### **2.7.6 Capítulo VII Comercialización**

- El almacenamiento, distribución y venta al público en el país, o una de estas actividades, de los derivados de los hidrocarburos serán realizados por PETROECUADOR o personas naturales o empresas nacionales o extranjeras, de reconocida competencia en esta materia y legalmente establecidas en el país, para lo cual podrán adquirir tales derivados ya sea en plantas refinadoras establecidas en el país o importarlos. En todo caso, tales personas y empresas deberán sujetarse a los requisitos técnicos, normas de calidad, protección ambiental y control que fije el Ministerio del Ramo con el fin de garantizar un óptimo y permanente servicio al consumidor. El almacenamiento, la distribución y la venta de los derivados en el país constituyen un servicio público que por su naturaleza no podrá ser suspendido por las personas naturales o por las empresas nacionales o extranjeras que lo realicen.
- Además de PETROECUADOR, cualquier persona natural o jurídica domiciliada o establecida en el país podrá importar o exportar hidrocarburos sujetándose a los requisitos técnicos, normas de calidad y control que fije el Ministerio del Ramo. Las normas de protección ambiental serán las establecidas en las leyes así como las establecidas en conjunto por el Ministerio del Ramo y las respectivas municipalidades. Las contratistas bajo las modalidades de asociación y participación podrán exportar la parte del crudo que les corresponde, sujetándose a los requisitos que sobre los aspectos señalados en la Ley determine el Ministerio del Ramo para la exportación. Si por causas imputables a la empresa contratista, no se exportaren los hidrocarburos que le

corresponden, dentro del plazo convenido con el Estado ecuatoriano, el Estado podrá asumir la exportación acreditando los valores correspondientes a la contratista. Si por fuerza mayor o situación de emergencia, se produjere desabastecimiento de hidrocarburos para el mercado interno se aplicará lo previsto en la Ley de Seguridad Nacional.

### **2.7.8 Capítulo VIII Fijación de Precios**

- Las regalías, el impuesto a la renta, las participaciones del Estado y, en general, los gravámenes dependientes de los precios de venta de los hidrocarburos en el mercado externo, se regularán por los precios efectivos de venta o de referencia según las circunstancias imperantes.
- El valor equivalente a la regalía, que corresponda pagar a PETROECUADOR, y las participaciones de las entidades estatales dependientes de los precios de venta de los hidrocarburos en el mercado externo se regularán por los precios efectivos de venta FOB de dichos hidrocarburos. Los que correspondan a las compañías se regularán de conformidad con lo dispuesto en el inciso anterior.
- El precio de referencia de los hidrocarburos será el precio promedio ponderado del último mes de ventas externas de hidrocarburos realizados por PETROECUADOR, de calidad equivalente. En el caso del gas natural se considerará el precio de referencia de los energéticos sustituibles. Los precios de referencia podrán ser discutidos con las empresas productoras, con el fin de analizarlos y revisarlos, cada vez que nuevas condiciones, que afecten a los factores mencionados lo hagan necesario o lo justifiquen.
- Las regalías y el equivalente a las regalías que deban pagar las compañías y PETROECUADOR, respectivamente, por los consumos propios y las pérdidas de hidrocarburos en sus operaciones normales, se regularán por los precios de venta en el mercado interno del País.

**NOTA: En el Documento N° 3: Anexos, se presentará de manera detallada la Ley de Gestión Ambiental que rige las operaciones de producción de hidrocarburos en Ecuador.**

### 3 DEFINICIONES

#### 3.1 CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE LA EXPLOTACIÓN, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Una vez que el yacimiento de petróleo o gas se descubre y se evalúa, los ingenieros de producción comienzan la ardua tarea de aumentar al máximo la cantidad de petróleo o gas que puede recuperarse de él. Algunas rocas reservorio pueden permitir que el petróleo y gas puedan moverse libremente dentro de ellas (Propiedad de Permeabilidad de Yacimientos de Hidrocarburos), haciéndoles más fácil en su extracción. Pero en otros yacimientos no ocurre lo mismo, es decir no existe suficiente energía para llevar el petróleo desde la cara de la arena a la superficie o desde el mismo yacimiento al pozo productor, razones por las que es necesario aplicar mecanismos de levantamiento artificial de crudo o procesos de recuperación secundaria y terciaria de petróleo. Hoy en día incluso con la tecnología avanzada de la que se dispone en esta millonaria industria, en algunos yacimientos de petróleo no pueden recuperarse más de 2/3 del petróleo almacenado en ellos.

Antes de que un pozo pueda producir petróleo o gas, el pozo debe ser estabilizado con un casing de revestimiento, el cual constituye una serie de tuberías enroscadas una a una hasta una profundidad objetiva y cementada en el lugar. El casing de revestimiento también sirve para proteger intervalos de agua fresca del yacimiento atravesado por el pozo, así se evita que el petróleo producido pueda contaminar esta agua. Luego una tubería de menor diámetro que la del casing es centrada en el pozo y fijada con packers. Esta tubería se encargará de llevar los hidrocarburos desde la cara de la arena productora hasta la superficie.

Los yacimientos están típicamente a presiones elevadas debido a fuerzas del subsuelo. Para igualar las presiones y evitar los "gushers" o los comunes reventones ocurridos a inicios de 1900, una serie de válvulas y equipos se instalan en superficie (Blow Out Preventor- BOP), en el cabezal. Este cabezal, o "árbol de Navidad", como a veces se llama debido a su estructura externa, regula el flujo de hidrocarburos que salen del pozo.

En la vida temprana de producción de un pozo, la presión de fondo fluyente será suficiente para lograr llevar los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie, tal ocurre cuando una bebida suave carbonatada que se ha agitado. Dependiendo de las condiciones

del yacimiento, este "flujo natural", antes mencionado puede continuar durante muchos años. Cuando el diferencial de presión existente entre el radio de drenaje del pozo y el radio del pozo es insuficiente para permitir que el pozo fluya naturalmente, deben usarse mecanismos de levantamiento artificial para llevar el petróleo hasta superficie.

Muchos pozos producen bajo un modelo predecible llamado "curva de declive". La producción aumentará para un período corto, entonces alcanzará una cresta y luego un declive largo y lento. La forma de esta curva es principalmente manejada por las condiciones del yacimiento. Algunos pozos pueden dejar de producir cantidades económicamente rentables en tan sólo unos años, debido a un pésimo proceso productor en la mayoría de los casos.

Los ingenieros de producción pueden hacer variantes realmente positivas a la curva de declive. Ellos pueden realizar periódicamente una operación de reacondicionamiento de pozos, llamada "workover", en la cual se "limpia" el pozo o se "estimula" el yacimiento, para ayudar que el petróleo o el gas se desplace fácilmente hasta la superficie. Se pueden realizar fracturamientos a la formación o acidificaciones para crear caminos permeables a través de los cuales el petróleo y gas puedan producirse.

Conforme un campo de "envejece", la compañía operadora puede escoger usar una técnica de recuperación secundaria de petróleo, llamada el waterflooding. En este caso, algunos de los pozos productores en el campo se convierten en pozos de inyección de agua. Estos pozos se usan para inyectar agua (comúnmente agua de formación producida) en el yacimiento. Así el agua tiende a empujar o barrer el petróleo, provocando un incremento en la energía del yacimiento y llevando el petróleo hasta superficie, incrementando la producción del campo.

En casos más avanzados, la compañía puede usar técnicas más sofisticadas, técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Dependiendo de las condiciones del yacimiento, se pueden aplicar: inyección de nitrógeno, anhídrido carbónico, surfactantes (jabón), etc. Así pues, se inyectan en el yacimiento para recuperar una mayor cantidad de petróleo y aumentar la producción del campo.

A lo largo de su vida productiva, los pozos pueden producir petróleo, gas, y agua. Esta mezcla es separada en superficie. Inicialmente, la mezcla proveniente del yacimiento

puede venir con una cantidad pequeña de agua. Con el tiempo, el porcentaje de agua puede aumentar. Algunos pozos, entre más viejos pueden producir hasta 100 barriles (15.90 m<sup>3</sup>) de agua para cada barril de petróleo. Esta agua producida puede variar en su calidad desde muy salado a relativamente fresco. Hoy en día en áreas muy áridas del mundo, esta agua, una vez tratada químicamente, puede usarse para propósitos agrícolas o irrigación. Cuando el agua producida no puede usarse, ésta es reinyectada en el yacimiento y puede ser usada como parte de un proyecto de waterflooding.

Los pozos de gas natural normalmente no producen aceite, pero sí producen cierta cantidad de hidrocarburos líquidos. Estas partículas líquidas son removidas del gas natural en una planta de proceso de gas (que puede quitar otras impurezas también). Los líquidos del gas natural comúnmente tienen un valor significativo como elementos petroquímicos. Los pozos de gas natural producen también pueden producir agua, pero en volúmenes más bajos que los producidos en pozos de petróleo.

Así una vez que el petróleo se produce, se separan de él las partículas de agua y gas en la estación de producción respectiva, éste es almacenado en tanques y luego es comercializado por medio de oleoductos, camiones o barcazas a condiciones estándar. El sistema más utilizado de comercialización de petróleo es el de oleoducto, el cual consta de un cabezal y de una serie de tuberías pequeñas que alimentan a una tubería más grande. A menudo, se usan las tuberías para traer la producción offshore (costa afuera) a tierra. También las tuberías son utilizadas para movilizar el petróleo desde un puerto a una refinería para que allí el petróleo pueda ser procesado para su posterior obtención de gasolina, diesel, y muchos otros productos.

En la mayoría de los casos el gas natural es transportado a través de tuberías. Debido a la dificultad para movilizarle de donde éste existe a donde los consumidores potenciales están, algunos depósitos de gas muy conocidos no están produciéndose actualmente. Hace muchos años, el gas era considerado como un derivado no deseado de producción ya que no se disponían de las facilidades para su procesamiento y se desconocía mucho del tema. Hoy en día la industria reconoce el valor de gas natural y está trabajando en la mejora de esta tecnología. Algunos países han instalado los medios para exportar el gas como el gas natural licuado (GNL), de países con los medios para usar GNL todavía está limitado.

## 4 MEDICIÓN INSTRUMENTAL

El constante desarrollo de la ciencia y la tecnología, ha causado un número muy importante de cambios en la estructura básica de la industria en general, la mayoría de productos son elaborados con algún tipo de equipo de proceso automático. Este equipo es a menudo complejo y demanda una variedad de personal experimentado para mantenerlo en funcionamiento.

Al mismo tiempo muchos equipos industriales se pueden poner en funcionamiento con el uso de herramientas simples y el uso de sensores comunes. Hoy en día, una gran parte de nuestra maquinaria contiene numerosos aparatos de control que permiten un confiable funcionamiento automático. El personal técnico debe, por consiguiente, preocuparse de los procedimientos de evaluación, técnicas de calibración, instrumentación y métodos de búsqueda de falla, con el fin de mantener el equipo en buen estado. Una avería en la maquinaria a menudo causa el cese de funcionamiento de una línea de producción y el equipo queda inoperativo por un período de tiempo. El Mantenimiento Preventivo y la Eficiencia operacional, tienen por eso, que llegar a ser más importantes con el aumento de la dependencia en la automatización.

### 4.1 INSTRUMENTACIÓN

La instrumentación es una de las áreas más extensas de la industria, trata sobre: medición, evaluación y control de variables de proceso, tales como: temperatura, presión, caudal, nivel de fluidos, fuerza, humedad, etc. Estas variables usualmente se encuentran presentes en la operación industrial, de algunas formas, que eventualmente sirven para conseguir un producto terminado. Los dispositivos de instrumentación, son en gran parte, responsables del funcionamiento automático de la producción. Las áreas de principal interés en instrumentación son: neumática, eléctrica, electrónica, mecánica e hidráulica.

La selección y dimensionamiento adecuados de los instrumentos, es un factor de suma importancia en la obtención de una buena calidad, pureza y economía, por lo que es preferible realizar una inversión inicial alta antes que arriesgarlo todo.

A continuación describiremos una serie de conceptos usualmente empleados en el tratamiento de la materia y que deben ser lo suficientemente comprendidos.

- ✓ **Proceso.-** Muy pocas materias primas son utilizables en su estado natural, casi todas deben ser elaboradas para obtenerse productos comerciales. Por ejemplo el petróleo crudo no se puede usar tal como se saca de la tierra sino que después de haberse

elaborado (destilación, desintegración catalítica, etc.), se transforma en varios productos que tienen un valor comercial. Las operaciones que deben ser ejecutadas sobre los diferentes materiales para que puedan tener un uso más amplio, son llamados Procesos Industriales. Proceso es la transformación de materia prima para la obtención de un producto final, bajo ciertas condiciones de calidad.

Hay una infinidad de variedades de procesos industriales, por ejemplo, la purificación del agua que se supe a las grandes ciudades para el consumo, la fabricación del pan, de productos petroleros, etc. En todos los procesos industriales se hacen productos que tienen un valor comercial y estos productos, para que tengan dicho valor comercial, debe cumplir ciertos requisitos, por ejemplo, la gasolina debe tener cierto punto de ebullición inicial y uno final, un aceite lubricante debe tener una cierta viscosidad, etc. Para llenar estos requisitos, el proceso debe llevarse a cabo bajo ciertas condiciones de operación, relativas por ejemplo a temperatura y presión. El operador debe tener una clara indicación de estas variables. Los instrumentos (indicadores y registradores) le dan la información necesaria.

Hoy en día los procesos en la industria se han puesto tan complicados, que resulta muy difícil para el operador controlarlos manualmente. Por lo tanto él necesita ayuda por medio de los controladores automáticos.

- ✓ **Variable.-** Es la cantidad o característica la cual es objeto de la medición en un sistema de control o instrumentación.
- ✓ **Variable del Proceso.-** Específicamente se conoce una variable del proceso como una cantidad física o química que varía para dar una indicación de cambio deseable o indeseable en el funcionamiento del proceso. Las variables del proceso se miden y controlan por varias razones, en las que se incluyen las siguientes:
  - **Calidad del Producto.-** La mayoría de productos son diseñados para satisfacer requerimientos para ciertas propiedades físicas o químicas. Como la demanda por la más alta calidad del material aumenta, las tolerancias que regulan la desviación de las características técnicas llegan a ser mínimas. Como las tolerancias se reducen al mínimo, la necesidad para el uso de instrumentos de control aumenta.
  - **Ahorro de Material.-** Por el mantenimiento regular de la calidad del producto adecuado, se disminuyen a un mínimo los desechos, efectuándose así ahorro de material crudo y de proceso así como el tiempo productivo de equipo y trabajo.

- **Contabilidad de Costos.-** El instrumental de sistemas de medición provee datos exactos por eficacia y cálculos de balance del material, en contraste con estimados de manejo manual y costos arbitrarios.
- **Inspección y Prueba de Producción.-** Generalmente los instrumentos pueden proporcionar día tras día una más rápida y exacta determinación de materiales y calidad del producto que lo que se puede obtener manualmente.
- **Planificación de Seguridad y Comodidad.-** Los instrumentos detectan calor y presión excesiva, vapores nocivos, ventilación inadecuada, ruido excesivo, la presencia de miembros humanos en áreas peligrosas de los equipos, cortocircuitos y fugas eléctricas, falla de llama y numerosas otras condiciones inseguras e incómodas.

Al usar los instrumentos, el operador debe tener bien presente las siguientes consideraciones:

- Los instrumentos son complicados y se componen de muchas partes de precisión.
- Los instrumentos son vulnerables, pueden ser influenciados por un manejo o uso descuidado, o por un cambio brusco en las propiedades que miden.
- Los instrumentos son costosos. Por lo tanto, el personal de las plantas tendrá que:
  - Tener cuidado con los instrumentos.
  - En caso de defectos, llamar al personal encargado
- El operador nunca deberá poner las manos en el mecanismo interno del instrumento, de ello se encargará solamente el departamento de instrumentación.

## 4.2 TÉRMINOS DE MEDICIÓN Y CARACTERÍSTICAS

Hace algunos años, muchas sociedades técnicas y organizaciones profesionales que regulan el conocimiento de los instrumentos y controles de campo se han preocupado por el desarrollo de un cuerpo de términos y definiciones para describir de una manera consistente las características y especificaciones que se aplican a instrumentos y controles.

### 4.2.1 Términos Relacionados con la Señal

En dispositivos de medida que indican, registran o transmiten, es importante conocer exactamente que cantidad va a ser medida. Los siguientes términos ayudarán a clarificar esta área de la medición.

- ✓ **Variable medida.-** Es la cantidad, propiedad o condición física, la cual va a ser medida. Las variables medidas más comunes son: temperatura, presión, caudal, espesor, velocidad, etc.
- ✓ **Señal medida.-** Es la variable eléctrica, mecánica, neumática u otra que es aplicada a la entrada de un aparato. Es el análogo de la variable medida producida por un transductor (cuando se usa). En una termocupla, la señal medida es una fuerza electromagnética, la cual es el análogo de la temperatura aplicada a la termocupla. En un medidor de flujo la señal medida debe ser una presión diferencial que es el análogo del caudal a través del orificio.
- ✓ **Señal de entrada.-** Es la señal aplicada al elemento de un aparato o sistema. La presión aplicada al puerto de entrada de un transmisor de presión, es una señal de entrada.
- ✓ **Señal de salida.-** Es la señal entregada por un aparato, elemento o sistema.

#### 4.2.2 Términos Relacionados con el Rango

Términos tales como rango y gama (alcance) son usados comúnmente para describir la región sobre la cual una cantidad va a ser medida. Las siguientes definiciones clarificarán la relación entre estos términos.

- ✓ **Rango.-** Es la región entre los límites dentro del cual una cantidad es medida, recibida o transmitida, expresada por los valores alto y bajo del rango.

Ejemplo:            0 a 150 °F  
                          -20 a 200 °F  
                          20 a 150 °C

- ✓ **Gama (alcance).-** Es la diferencia algebraica entre los valores alto y bajo del rango.

Ejemplo: Rango 0 a 150 °F Gama 150 °F  
                  Rango -20 a 200 °F Gama 220 °F  
                  Rango 20 a 150 °C Gama 130 °C

- ✓ **Sobrerango.-** Sobrerango de un sistema o elemento, es cualquier valor de exceso en la señal de entrada sobre el valor superior o bajo el valor mas bajo del rango. Es la señal la que está en sobrerango, más no el sistema o elemento.

#### 4.2.3 Términos de Lectura

La exactitud con la cual una variable medida puede ser observada depende de varios factores. El desempeño del mecanismo de medición ejercerá influencia también, sobre la exactitud de la observación. Un alto grado de resolución, pequeña banda muerta y error de histéresis perfeccionarán la indicación observada. Los siguientes términos relacionarán varios factores comprometidos en la observación.

- ✓ **Movimiento del indicador.-** Significa la longitud del camino señalado por el indicador o el movimiento de la punta del indicador desde un lado de la escala hasta el otro.
- ✓ **Movimiento de la pluma.-** La longitud del camino descrito por la pluma en movimiento desde un lado de la escala de la gráfica al otro. El camino debe ser un arco o una línea recta.
- ✓ **Sensibilidad.-** La relación de un cambio en la magnitud de salida al cambio en la entrada, el cual es causado luego que se ha alcanzado un estado de reposo.

#### 4.2.4 Términos Relacionados con Exactitud

Los términos relacionados con la exactitud de las mediciones realizadas en diferentes equipos e instrumentos serán muy útiles en la comprensión de los siguientes capítulos. De esta manera se destacan los siguientes:

- ✓ **Calibración.-** Para comprobar las salidas de un aparato correspondiente a una serie de valores a medir, recibir o transmitir. Datos así obtenidos se usan para:
  - Determinar las situaciones en las cuales las graduaciones de la escala han sido colocadas.
  - Ajustar la salida, hasta llevarlo al valor deseado, dentro de una tolerancia específica.
  - Comprobar el error por comparación de la lectura de salida del aparato contra una norma.

- ✓ **Exactitud.**- Grado de conformidad de un valor indicado con el valor de una norma reconocida y aceptada o valor ideal.
- ✓ **Exactitud de referencia.**- Un número o cantidad que define un límite cuyo error no excederá cuando se usa un aparato bajo condiciones específicas de funcionamiento. La exactitud de referencia puede ser expresada de varias formas. Los siguientes ejemplos son característicos:
  - La exactitud de referencia expresada en términos de la variable medida. La exactitud de referencia es  $\pm 2^{\circ} F$ .
  - La exactitud de referencia expresada en porcentaje de la gama. Expresión característica: La exactitud de referencia es  $\pm 0.5\%$  de la gama. (Este porcentaje es calculado usando unidades de la escala tales como PSIG).
  - La exactitud de referencia expresada en porcentaje del valor del rango superior. Expresión característica: La exactitud de referencia es  $\pm 0.5\%$  del valor superior del rango. (Este porcentaje es calculado usando unidades de la escala tales como PSIG).
  - La exactitud de referencia expresada en porcentaje de la longitud de la escala. Expresión característica: La exactitud de referencia es  $\pm 0.5\%$  de la longitud de la escala.
  - La exactitud de referencia expresada en porcentaje de la lectura real de la salida. Expresión característica: La exactitud de referencia es de  $\pm 1\%$  de la lectura real de la salida.
- ✓ **Error.**- Es la diferencia algebraica entre la indicación y el valor ideal de la señal medida. Es la cantidad la cual restada algebraicamente de la indicación da el valor ideal.
- ✓ **Error de cero.**- Es el error de un aparato funcionando bajo condiciones específicas de uso, cuando la entrada se halla en el valor bajo del rango.
- ✓ **Error de gama (error de alcance).**- Es la diferencia entre la gama real y la gama ideal. Se expresa usualmente como un porcentaje de la gama ideal

- ✓ **Histéresis.**- Es la diferencia que se observa en los valores indicados por el índice del instrumento para un mismo valor cualquiera del campo de medida, cuando la variable recorre toda la escala en los dos sentidos, ascendente y descendente.
- ✓ **Banda muerta.**- Es el rango a través del cual una entrada puede variar, sin observarse el comienzo de una respuesta en la salida. La Banda Muerta es usualmente expresada en porcentaje de la gama.
- ✓ **Repetibilidad.**- La capacidad de reproducción en medio de un número de medidas sucesivas de la salida para un mismo valor de entrada bajo las mismas condiciones de funcionamiento.

#### 4.2.5 Términos Dinámicos

Son los que se definen a continuación muy aplicados a procesos de automatizados de producción.

- ✓ **Amortiguamiento.**- Es la reducción progresiva o supresión de oscilaciones en un aparato o sistema.
- ✓ **Tiempo de respuesta.**- Es una salida expresada como una función de tiempo, resultante de la aplicación de una entrada específica bajo condiciones de operación específicas.



CIB-ESPOL

#### 4.2.6 Términos Relacionados con Energía

Dichos términos serán de gran aplicación en apartados donde se trate con alimentación y consumo de energía.

- ✓ **Presión de alimentación.**- Es la presión aplicada en el puerto de alimentación de un aparato.
- ✓ **Consumo de aire.**- Es la tasa máxima de aire que es consumida por un aparato dentro de su rango de operación durante una condición estable de la señal. El aire consumido

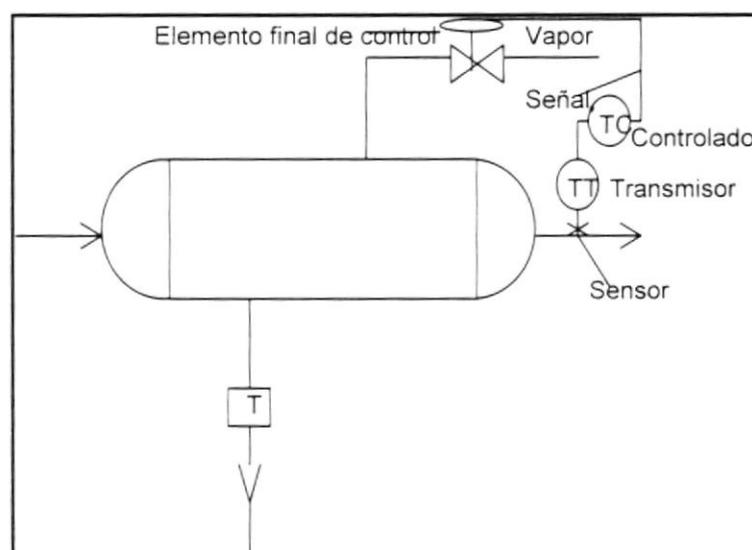
se expresa usualmente en pies cúbicos por minuto o metros cúbicos por hora, especificadas a temperatura y presión normalizadas.

- ✓ **Alimentación de voltaje.-** Es el voltaje aplicado en los terminales eléctricos de alimentación de un aparato.

### 4.3 ELEMENTOS DE MEDICIÓN

#### 4.3.1 Tipos de Instrumentos y Clasificación

Para aclarar las ideas considérese un intercambiador de calor en el cual la corriente de proceso se calienta mediante vapor de condensación, como se ilustra en la figura 4-1.



**Figura 4-1:** Intercambiador de calor

El propósito de la unidad es el calentar el fluido que se procesa, de una temperatura dada de entrada, a cierta temperatura de salida, que se desea. En este proceso existen muchas variables que pueden cambiar, lo cual ocasiona que la temperatura de salida se desvíe del valor deseado, si esto llega a suceder se deben emprender algunas acciones para corregir la desviación; esto es, el objetivo es controlar la temperatura de salida del proceso para mantenerla en el valor que se desea.

Para lograr este objetivo se debe diseñar e implementar un sistema de control. El primer paso es el medir la temperatura de salida de la corriente del proceso, esto se hace mediante

un sensor (termopar, dispositivo de resistencia térmica, termómetros de sistema lleno, termistores, etc.). El sensor se conecta físicamente al transmisor, el cual capta la salida del sensor y la convierte en una señal lo suficientemente intensa como para transmitirla al controlador. El controlador recibe la señal, que está en relación con la temperatura, la compara con el valor que se desea y según el resultado de la comparación, decide que hacer para mantener la temperatura en el valor deseado. Con base en la decisión, el controlador envía otra señal al elemento final de control, el cual, a su vez, maneja el flujo de vapor. Así se detalla a continuación la utilidad fundamental de cada tipo de elemento de medición:

- ✓ **Sensor.**- Que también se lo conoce como elemento primario. Es la primera parte de un circuito cerrado y sirve para censar el valor de una variable de proceso y asumir un estado o salida que corresponda a una manera predeterminada e inteligente. El sensor puede estar separado o integrado con otro elemento funcional de un lazo.
- ✓ **Transmisor.**- El cual se lo conoce como elemento secundario. Es un aparato que recibe la señal de una variable del proceso por medio de un sensor y cuya señal de salida varía solamente como una función predeterminada de la variable del proceso. El sensor puede ser o no parte integral del transmisor.
- ✓ **Controlador.**- Que es el cerebro del sistema de control. Es un aparato que tiene una salida que varía para regular la variable controlada de una manera específica. Un controlador puede ser un instrumento completo en sí mismo, análogo o digital, o puede ser el equivalente de un instrumento en un sistema compartido. Un controlador automático varía su salida automáticamente para responder a una señal de entrada, directa o indirecta, de una medición de una variable de proceso.
- ✓ **Elemento final de control.**- Frecuentemente se trata de una válvula de control aunque no siempre. Otros elementos finales de control comúnmente utilizados son las bombas de velocidad variable, los transportadores y los motores eléctricos. Es un aparato que controla directamente el valor de una variable manipulada por un circuito cerrado de control.

### 4.3.2 Señales de Transmisión

Enseguida se hace una breve mención de las señales que se usan para la comunicación entre los instrumentos de un sistema de control. Actualmente se usan tres tipos principales de señales en la industria de procesos. La primera es la señal neumática o presión de aire, que normalmente abarca entre 3 y 15 PSIG (20.7 y 103.4 kPa), con menor frecuencia se usan señales de 6 a 30 PSIG (41.4 a 206.8 kPa) o de 3 a 27 PSIG (41.4 a 186.1 kPa). La señal eléctrica o electrónica, normalmente toma valores entre 4 y 20 mA; el uso de 10 a 50 mA, de 1 a 5 V o de 0 a 10 V es menos frecuente. El tercer tipo de señal, la cual se está convirtiendo en la más común, es la señal digital o discreta (unos y ceros); el uso de los sistemas de control de proceso con computadoras o microprocesadores está forzando el uso cada vez mayor de este tipo de señal. Frecuentemente es necesario cambiar un tipo de señal por otro, esto se hace mediante un transductor, por ejemplo, cuando se necesita cambiar de una señal eléctrica, mA, a una neumática, PSIG, se utiliza un transductor (I/P) que transforma la señal de corriente (I) en neumática (P). Existen muchos otros tipos de transductores: neumático a corriente (P/I), voltaje a neumático (E/P), neumático a voltaje (P/E), etc.

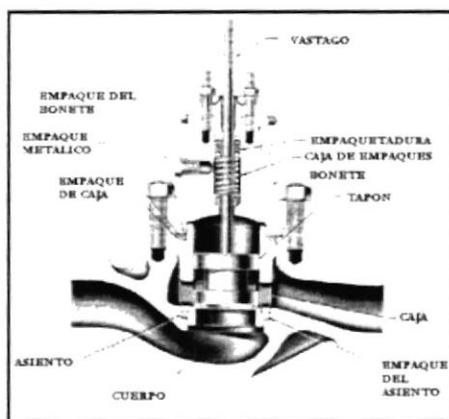
### 4.3.3 Tipos de Válvulas de Control

Una válvula es cualquier dispositivo por el cual el flujo de un líquido, aire o cualquier otro gas puede ser modificado, es decir iniciado, pasado o regulado por una parte móvil, la cual abre y obstruye su pasaje.

Existen muchos tipos diferentes de válvulas de control en el mercado, en consecuencia, aquí se clasificarán en dos categorías principales: de vástago recíproco y de vástago rotatorio. Las válvulas son definitivamente un componente básico, esencial e indispensable en el control de balance de materia y energía en cualquier proceso. A continuación se indican las válvulas de gran utilidad en la industria de petróleo crudo.

#### **Vástago recíproco**

En la figura 4-2 se muestra una válvula de vástago recíproco típica, que en particular se conoce como válvula de globo con asiento sencillo y vástago deslizante.



**Figura 4-2:** Válvula de vástago

Las válvulas de globo son una familia de válvulas que se caracteriza por una parte de cierre que viaja en línea perpendicular al asiento de la válvula, y se utilizan principalmente para propósitos de estrangulamiento y control de flujo en general.

También se muestra en detalle los diferentes componentes de la válvula; se observa que la válvula se divide en dos áreas generales: el actuador y el cuerpo. El actuador es la parte de la válvula con que se convierte en movimiento mecánico la energía que entra a la válvula para aumentar o disminuir la restricción de flujo. Existen también las válvulas de globo con asiento doble y vástago deslizante, con las cuales se pueden manejar presiones de proceso altas; sin embargo, si se requiere un cierre extremo, generalmente se utilizan válvulas de asiento sencillo, ya que con las de doble asiento cerradas se tiende a tener mayor escurrimiento que con las de asiento sencillo.

Otro tipo de válvula que se utiliza comúnmente es la de cuerpo separado y se utiliza frecuentemente en líneas de proceso donde se requiere cambiar con frecuencia el ocluidor y el asiento para evitar la corrosión.

Las válvulas de tres vías son también de tipo recíproco y pueden ser convergentes o divergentes y en consecuencia, con ellas se puede separar una corriente en dos o se pueden mezclar dos corrientes en una sola. Comúnmente se utilizan para propósitos de control.

Existen algunos otros tipos de válvulas de control con vástago recíproco, la mayoría de ellas se utiliza en servicios especializados. Algunas de estas son las válvulas estilo Y, la cual se utiliza comúnmente en servicios de fundición de metales o criogénico; la válvula de apriete o diafragma, que posee una parte flexible, por ejemplo, un diafragma que se puede mover junto con, o abrir o cerrar el área de flujo y comúnmente se utiliza con fluidos altamente corrosivos, suspensiones y líquidos de alta viscosidad, así como en operaciones

de procesamiento de alimentos tales como la elaboración de cerveza y vino. La válvula de compuerta, es otro tipo de válvula de vástago recíproco que se utiliza principalmente en servicios donde se necesite una abertura o un cierre completo, sin embargo, por lo regular no se emplea en servicios de estrangulamiento.

### **Vástago rotatorio**

Existen varios tipos usuales de válvulas de vástago rotatorio; uno de los más comunes es la válvula de mariposa. Estas válvulas constan de un disco que gira al rededor de un eje; se requiere mínimo espacio para su instalación y se tiene alta capacidad de flujo con caída de presión mínima; se utilizan en servicios de baja presión. Con los discos convencionales se logra controlar el estrangulamiento hasta en 60 grados de giro, pero con discos de nueva patente se puede controlar el estrangulamiento para un giro completo de 90 grados. Otra válvula común de vástago rotatorio es la válvula de esfera con las que también se logra una alta capacidad de flujo con caída mínima de presión; se utilizan comúnmente para manejar suspensiones o materiales fibrosos; la tendencia a escurrimiento es baja y su tamaño pequeño.

Dentro de los accionadores de las válvulas tenemos varios tipos, dentro de los que tenemos los accionadores de diafragma con operación neumática, accionadores de pistón, accionadores electrohidráulicos y electromecánicos y los accionadores manuales con volante.

## 5 TIPOS DE MEDICIÓN DE CRUDO

### 5.1 MEDICIÓN ESTÁTICA EN CASA BOMBA Y ASPECTOS DE SEGURIDAD Y AMBIENTE

#### 5.1.1 Tipos de Tanques de Almacenamiento y Calibración

Los tanques para almacenamiento de crudos reciben la producción de un campo después de separar el aceite del gas a través de la batería de separadores; generalmente son unidades de volumen considerable; no obstante, de acuerdo con la producción del campo pueden ser medidas pequeñas y se operan como tanques para almacenamiento.

Se caracterizan por la posición de la tubería de carga, la que se encuentra localizada en la parte superior de la envolvente; esta posición varía en altura con respecto a la cúpula según el diámetro de la tubería diseñada; es conveniente colocar una junta de bridas de acero de 150 lb/pulg<sup>2</sup> ( $1,03 \times 10^6$  Pa) antes de la inserción sobre la envolvente; esto tiene por objeto facilitar la colocación de juntas ciegas para blindar la entrada de crudo cuando se va a dar mantenimiento a la unidad; el tubo se prolonga en el interior del tanque con tubería en cuyo extremo se encuentra un codo del diámetro de la tubería colocado hacia abajo, prolongándose verticalmente hasta llegar al fondo donde se encuentran dos codos, uno de 90° y otro de 45° continuos; esto es con objeto de eliminar la caída directa del crudo sobre el fondo. En la figura 5-1 se muestra la estructura interna de un tanque de almacenamiento completo.

La descarga en un tanque de almacenamiento varía igualmente en su altura respecto al fondo, según el diámetro de la tubería diseñada; en el interior del tanque se coloca un codo de 90°, del diámetro de la tubería con la boca de entrada hacia arriba, con tubería; se prolonga hacia el exterior en cuyo extremo se coloca una brida de acero de 150 lb/pulg<sup>2</sup> ( $1,03 \times 10^6$  Pa), esta brida recibe la válvula de compuerta que controla la descarga o salida de crudo hacia la Estación de Bombas.

La descarga se localiza generalmente en el lado opuesto de la carga (180°), aunque en ocasiones según las necesidades de espacio disponible en el área donde se construye el tanque, puede encontrarse a 90° de la carga, a la izquierda o a la derecha, según se necesite. La altura que queda determinada entre la boca de entrada del codo interior de 90° de la descarga y el fondo, es lo que comúnmente se llama Sello de Agua del Tanque.

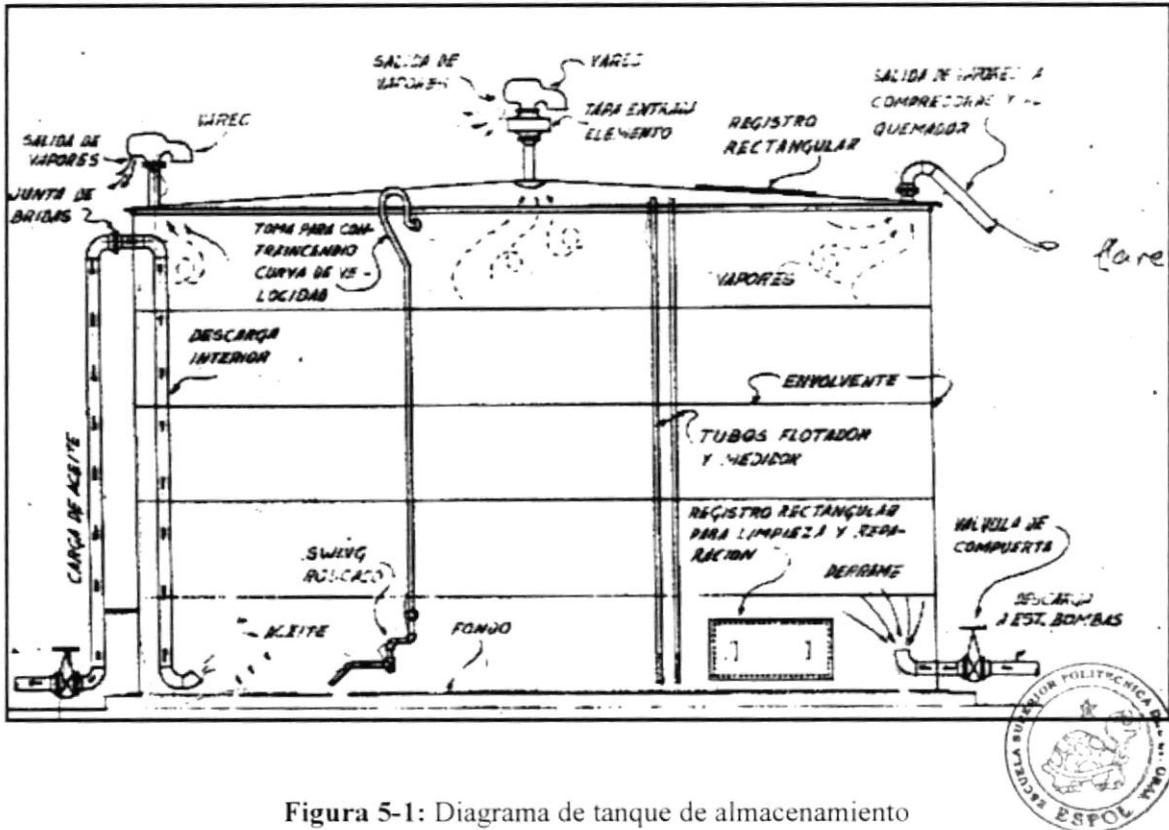


Figura 5-1: Diagrama de tanque de almacenamiento

CIB-ESPOL

La descarga de vapores como resultado de la operación de almacenamiento y estabilización de los crudos, se origina en mayor o menor cantidad según se opere el tanque con un tirante alto o un tirante bajo; además si el tanque maneja crudos, cuya relación de gas-petróleo sea muy elevada, a parte de la salida central en la cual se coloca una brida de acero de 150 lb/pulg<sup>2</sup> ( $1.03 \times 10^6$  Pa), a la que se conectan un Mechero de Flama Vertical y una válvula de presión y vacío; se ha visto que es conveniente agregar una o más salidas extras a mayor altura que la salida central, colocándole a cada una de ellas una válvula de presión y vacío con objeto de proteger contra la deformación de las cúpulas, cuando se origine un paso directo de gas desde el separador, debido a una falla en el Kimray o diafragma que controla la entrada de petróleo de los pozos a la batería.

Para evitar que los operadores de tanques suban continuamente a las cúpulas a revisar u operar válvulas para el control de vapores, actualmente se ha diseñado la descarga de vapores colocando una toma con junta de bridas de acero de 150 lb/pulg<sup>2</sup> ( $1.03 \times 10^6$  Pa), y bajando a 90° y 45° a un colector general hacia el mechero o a la Estación de Compresoras, colocando válvulas de control a una altura adecuada para que el operador pueda manejarlas.

Cerca de la escalera de acceso a la cúpula, se colocan dos tubos soldados de 4" (101 mm.) en la orilla de la cúpula; estos tubos se prolongan hasta el fondo del tanque, en cuyo extremo inferior se hacen varias series de perforaciones para que el crudo pueda entrar y marcar el nivel del tanque; uno de ellos se utiliza para medir con cinta la existencia de altura de crudo cuando el tanque está recibiendo, el otro tubo lleva un flotador y un marcador exterior. La primera serie de perforaciones mencionadas deberá encontrarse a 4" (101mm.) debajo de la boca del codo interior de la descarga de crudo y tiene por objeto sellar la salida de vapores, por los tubos de medición y flotador, y así, evitar el engarzamiento de los operadores. En la figura 5-2 se indica las perforaciones de los tubos y descarga a estación de bombas de transferencia de petróleo crudo.

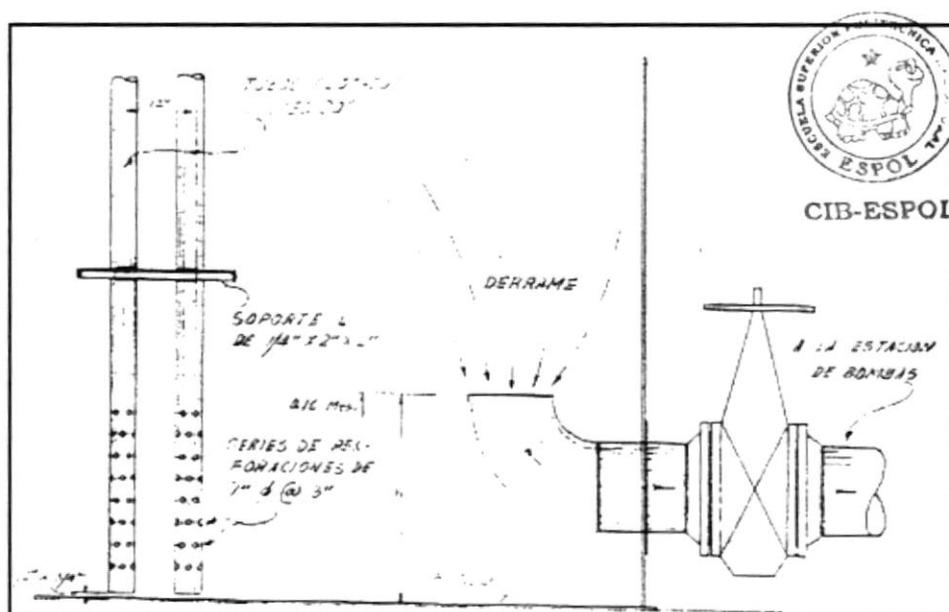


Figura 5-2: Perforaciones en tubos flotador y medidor

Además de los tubos flotador y medidor por medio de los cuales se conoce la altura del crudo contenido en el tanque, se coloca otro medidor automático de cinta, el cual tiene una carátula marcadora a la altura de la vista del operador, indicando la altura en metro y milímetros del nivel o tirante del petróleo existente en el tanque; con este sistema se evita que el operador suba a la cúpula a hacer mediciones directas.

Para purgar las existencias de agua salada acumulada en el proceso de estabilización del crudo se colocan dos o más purgas; la altura de estas purgas con respecto al fondo, varía también de acuerdo con el diámetro de ella, pero generalmente se colocan a 6" (152 mm.) del fondo hacia arriba.

Para hacer más fácil el mantenimiento y reparación de tanques de almacenamiento, se han adaptado registros de forma rectangular prefabricados, los cuales tienen distintas funciones.

Se coloca un registro o marco principal en el primer anillo y sirve para la introducción de materiales en la reparación de piezas interiores y de fondo; también sirve para la extracción de sedimentos cuando éstos se han acumulado en gran cantidad; otro más pequeño a nivel de fondo se utiliza para conducir los sedimentos hacia el exterior. En la cúpula se colocan uno o dos registros según el diámetro y tamaño del tanque y sirven para facilitar la operación de limpieza, revisión y reparación, proporcionando mayor entrada de oxígeno hacia el interior del tanque.

### **5.1.2 Medición Manual de Hidrocarburos Líquidos en Tanques Ubicados en Tierra**

Los cálculos de cantidades se realizarán de acuerdo a los procedimientos descritos en el Capítulo 12 del MPMS (Manual of Petroleum Measurement Standards del API). Los pasos a seguir para la determinación de las cantidades totales en los tanques ubicados en tierra son los siguientes:

#### **a) Cálculo de cantidades en la apertura de tanque (TOV)**

El volumen total observado (TOV) se obtiene de la tabla de calibración de los tanques, entrando con las medidas obtenidas del nivel del líquido en el tanque.

#### **b) Volumen Bruto Observado (GOV)**

Para calcular el GOV en los tanques ubicados en tierra, hay que descontar cualquier agua libre (FW) al volumen total observado (TOV), y multiplicar el resultado por el factor de corrección por efecto de temperatura en las paredes del tanque (CTSH). Este resultado se ajusta por el factor de corrección de techo flotante (FRA), cuando aplique:  $GOV = [(TOV - FW) * CTSH] \pm FRA$

Ajuste por la presencia de agua libre (FW) (puede incluir sedimentos):

Es necesario determinar la cantidad de FW y los sedimentos en el fondo del tanque, en caso de haberlos. El ajuste de FW se hará en la forma de una deducción volumétrica. La

cantidad se determina entrando con las medidas del nivel de agua medido en el tanque a las tablas de calibración del tanque.

Corrección por el efecto de la temperatura en las paredes del tanque (CTSH):

Cualquier tanque, sujeto a cambios de temperatura también cambia su volumen. Asumiendo que el tanque ha sido calibrado de acuerdo al capítulo 2 del MPMS-API, (Manual of Petroleum Measurement Standards), estos tienen tablas de calibración, basado en una temperatura específica de la pared del tanque. Si la temperatura observada de la pared del tanque difiere de la temperatura de la pared en la tabla de capacidades, el volumen obtenido en esta tabla debe ser corregido a esta temperatura observada.

El factor de corrección por efecto de la temperatura en las paredes del tanque se calcula de la siguiente manera:

$$CTSH = 1 + 2\alpha\Delta T + \alpha^2\Delta T^2$$

Donde:

$\alpha$ : Coeficiente lineal de expansión del material de la pared del tanque

$\Delta T$ : Temperatura de la pared del tanque menos la temperatura base ( $T_b$ ):

$$TSH - T_b$$

Nota: La temperatura B base normalmente es 60 °F (15,6 °C) o la que indica la tabla de Calibración del tanque.

En tanques no aislados:  $TSH = [(7 \times TL) + Ta] / 8$

Donde:

TL: Temperatura del líquido en el tanque

Ta: Temperatura ambiente

En tanques aislados la temperatura de la pared del tanque se puede tomar como la temperatura del líquido es decir  $TL = Ta$

Para calcular el CTSH es requisito la siguiente data:

- La temperatura de los volúmenes de la tabla de la calibración, en la cual hay una leyenda que dice normalmente volúmenes corregidos para una temperatura del acero de 120 °F (48,9 °C) o volúmenes a 60 °F (15,6 °C), o temperatura de calibración a 90 °F (32,22 °C) (temperatura base de la tabla de calibración  $T_b$ )
- La temperatura del líquido (al momento de la medición)
- La Medida de la temperatura ambiente a un metro de la pared del tanque

Factor de Corrección para tanques de techos flotantes (FRA):

El resultado anterior se ajusta por el factor de corrección de techo flotante, cuando aplique, para obtener el volumen bruto observado. La corrección por el desplazamiento del techo flotante se realiza de la siguiente manera:

Si la corrección del techo se calcula en la tabla de calibración utilizando una gravedad API de referencia, una segunda corrección se deberá calcular por cualquier diferencia entre la gravedad API de referencia y la gravedad API observada del líquido en el tanque. Estas tablas tendrán una nota similar a la siguiente:

“Un total de 1.500 barriles (238,5 m<sup>3</sup>) ha sido deducido de esta tabla entre 4,0 y 5,0 pies (1,22 y 1,52 m) por efectos de desplazamiento del techo basado en un peso del techo de 200.000 libras 888.000 N. Niveles sobre 5,00 pies (1,52 m) reflejan esta deducción y deberán ser ajustados por variación de la gravedad a la temperatura del tanque como sigue: Gravedad observada 20° API, no se ajusta; por cada 1,0 ° API debajo 20 °API observada, sumar 6,00 barriles (0,95 m<sup>3</sup>); por cada 1,0 ° API por encima de 20 °API, restar 6,00 barriles (0,95 m<sup>3</sup>)”.

Las condiciones para corregir el TOV por efectos del techo flotante son:

- El techo debe estar en la posición apropiada de medición (esto usualmente implica que las "patas de soporte del techo" estén en posición de operación, posición corta)
- El techo debe estar flotando libremente sin obstrucciones.
- El techo debe estar flotando completamente y no dentro o debajo de la zona crítica.

- La superficie del techo debe estar libre de materiales que añadan peso (agua, arena o materiales de construcción).

Datos y tablas requeridos para calcular la corrección del techo flotante:

- Gravedad API del líquido a la temperatura observada, no a 60 °F (15,6 °C), a menos que la temperatura observada sea 60 °F (15,6 °C).
- Temperatura del líquido
- Nivel del líquido
- Tabla de calibración del tanque
- Tablas ASTM para corrección de gravedad observada (5a, 5b)

#### **c) Volumen Bruto Estándar (60 °F)**

El volumen bruto estándar se obtiene multiplicando el volumen bruto observado por el factor de corrección de volumen por efecto de la temperatura a 60 °F (15,6 °C) (CTL). Entre en la Tabla ASTM 6 A (para líquidos) para obtener el factor de corrección de volumen a 60 °F (15,6 °C). Para este cálculo, se utiliza el promedio de temperatura observada en el tanque y la gravedad API promedio corregida a 60 °F (15,6 °C) o a una temperatura de 15,6 °C. Se deberá asegurar que la gravedad reportada en este paso es la gravedad API húmeda. Multiplique el volumen bruto observado (GOV) por el factor de corrección por volumen (VCF) para obtener el volumen bruto estándar (GCV) a 60 °F (15,6 °C).

#### **d) Volumen Neto Estándar (NSV)**

Calcule el volumen neto estándar (NSV) deduciendo el porcentaje de agua y sedimento (% A & S) contenido en el líquido.

Se repiten todos los pasos del 1 al 4 para calcular los volúmenes correspondientes al cierre de los tanques.

Del volumen inicial del tanque TOV, GOV, GSV y NSV obtenidos en la apertura de los tanques, deduzca el volumen TOV, GOV, GSV y NSV respectivamente, obtenido en el

cierre del tanque. Estos resultados son las cantidades entregadas en la operación de transferencia.

#### **e) Peso Bruto Standard en Toneladas Métricas**

Para la conversión del volumen bruto estándar (GSV) a peso bruto estándar en toneladas métricas, se multiplica el volumen GSV por el factor de conversión a toneladas métricas, utilizando la tabla 13 de la ASTM, utilizando la gravedad API húmeda reportada a 60 °F (15.6 °C) para entrar a las tablas.

Del peso inicial del tanque (Ton. métricas brutas) obtenido en la apertura del mismo, se deduce el peso (Ton. Métricas brutas) obtenido en el cierre del tanque, el resultado será el peso bruto en Tonelada Métrica Brutas, entregadas al buque.

#### **f) Peso Neto Standard en Toneladas Métricas y Toneladas Largas**

Para la conversión del volumen neto estándar (NSV) a peso neto estándar en toneladas métricas, se multiplica el volumen NSV por el factor de conversión a toneladas métricas, utilizando la tabla 13 de la ASTM, utilizando la gravedad API seca reportada y corregida a 60 °F (15.6 °C) para entrar a la tabla.

Se repiten todos los pasos contenidos en el paso 9 para calcular el peso neto correspondiente al cierre del tanque.

Del peso neto estándar inicial del tanque en toneladas métricas obtenido en la apertura de los tanques, se deduce el peso estándar neto en toneladas métricas obtenido en el cierre del tanque, este resultado será el volumen peso neto en toneladas métricas, entregado al buque.

### **5.1.3 Procedimiento para el cálculo de la gravedad API del cargamento**

La gravedad API de cada tanque es determinada y corregida a 60 °F (15.6 °C) en el laboratorio, mediante los análisis de las muestras tomadas. Con la gravedad API húmeda obtenida y el porcentaje de agua del producto contenido en el tanque se entra a las tablas de API seca, emanadas del Ministerio de Energía y Minas y se obtiene la gravedad API seca. A continuación se indican los pasos a seguir:

### a) Cálculo de Gravedad API Húmeda

Una vez obtenido el volumen total bruto estándar de todos los tanques correspondientes a un cargamento en particular (en barriles a 60 °F) y el peso bruto estándar en toneladas métricas brutas, se procede a calcular el coeficiente de toneladas métricas brutas

Coeficiente Ton. Métricas Brutas= U Ton. Métricas Brutas Estándar U

Barriles Brutos a 60 °F (15.6 °C).

Una vez calculado el valor del coeficiente de Toneladas Métricas Brutas, se procede a compararlo con los valores de la tabla ASTM 13 y en caso de que no coincida con los valores indicados en dicha tabla, se tomará el valor más cercano y el API correspondiente a este valor, será la gravedad API del cargamento.

### b) Cálculo de Gravedad API Seca

Con el resultado de la Gravedad API obtenido en el punto 2 y el porcentaje de agua total contenida en el cargamento, se compara con la tabla emanada del MEM para determinar la gravedad API seca y dicha gravedad será la gravedad API seca del cargamento a 60 °F (15.6 °C).

## 5.1.4 Instructivo para Medición de Volúmenes en Tanques en Casa Bomba

### a) Objetivo

El presente instructivo es para obtener la evidencia de las actividades de la medición de los volúmenes de los tanques bajo procedimientos de medición convencional o estática de hidrocarburos líquidos, en esta ocasión se ha tomado como ejemplo los tanques que se encuentran en la estación de producción del Campo Gustavo Galindo V., llamadas Casa bomba.

### b) Alcance

Tanques "N" y "K" de Casa Bomba.

### c) Actividades

Para realizar esta actividad se debe contar con 2 elementos principales que son: pasta indicadora de agua (Kolor Kut) y la cinta de medición (Lufking).

- Coloque la pasta indicadora de agua (Kolor-Kut) en la cinta de medición (Lufkin) a una altura aproximada de la interfase (agua – petróleo). En la figura 5-3 se indica el paso a seguir mencionado.



**Figura 5-3:** Cinta de medición con pasta indicadora de agua

- Baje la cinta hasta el fondo del tanque. En la figura 5-4 se indica el paso a seguir mencionado.



**Figura 5-4:** Medición de niveles

- Recoja la cinta y observe la marca del nivel del crudo. En la figura 5-5 se indica el paso a seguir mencionado.



**Figura 5-5:** Diferencia entre marca del nivel de crudo y de agua

- Siga recogiendo la cinta hasta encontrar la marca del nivel del agua o emulsión, determinado por una coloración roja en la pasta. En la figura 5-6 se indica el paso a seguir mencionado.



**Figura 5-6:** Interfase agua - petróleo

- Anotar las medidas de fluido total y agua en el registro de Placa de Tanques.
- Multiplique por la constante respectiva ya sea el caso del tanque "N" y "K".
- Calcule el volumen de fluido total y agua.
- Calcule el volumen de petróleo restando el volumen de fluido total menos volumen de agua.
- Llene todos los datos obtenidos en los pasos anteriores en el registro SGC-REG-16 Placa de Tanques Ancón.

#### **d) Seguridad**

El operador que realiza las actividades mencionadas debe usar:

- Casco
- Guantes Nov atril adecuados para manejo de Petróleo
- Mascarilla de gases orgánicos.
- Botas de cuero con punteras de acero
- Gafas de protección visual

#### **e) Ambiente**

- Realizar la operación con menor impacto ambiental
- No arrojar material de limpieza en los alrededores o sobre los tanques a medir
- No arroje Petróleo en el suelo

### **5.1.5 Muestreo y Análisis de Crudo**

#### **a) Objetivo.**

Este instructivo tiene como objetivo demostrar las actividades que se realizan en el muestreo del análisis de crudo en los tanques de almacenamiento bajo el método convencional de medición de hidrocarburos líquidos. Como ejemplo, se han tomado los tanques de Casa Bomba del Campo Ancón.

#### **b) Alcance**

Tanque K de casa bomba.

#### **c) Referencias**

Un recipiente de muestra es utilizado para obtener fluidos de muestra del tanque.

La gravedad API es determinada por el Método del Hidrómetro: la temperatura del tanque debe estar cerca de los 60 °F (15.6 °C) y con +/- 5 °F.

Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN1319 Determinación de la densidad API.

Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN1494 Determinación de agua y sedimento por centrifugación

Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 930 Muestreo

#### d) Actividades

El muestreo y análisis de la calidad del crudo se realiza en diferentes etapas, ya sea para control interno o para fiscalización cuando se va a bombear el crudo a la refinería de "La Libertad".

Existen tres diferentes tipos de muestreo: de fondo, intermedio, superficie y de corrido.

##### PASOS:

- Limpiar el muestreador. En la figura 5-7 se indica el muestreador de tanques de almacenamiento.
- Subir al tanque con muestreador

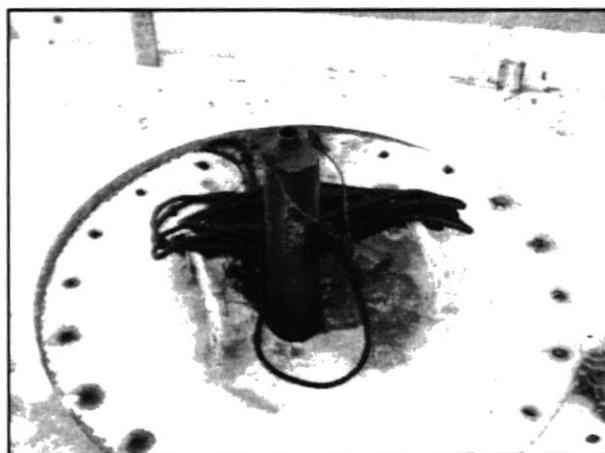


Figura 5-7: Muestreador

- Bajar el muestreador hasta el nivel que se requiera de acuerdo al tipo de muestreo. En la figura 5-8 se indica el paso a seguir mencionado.



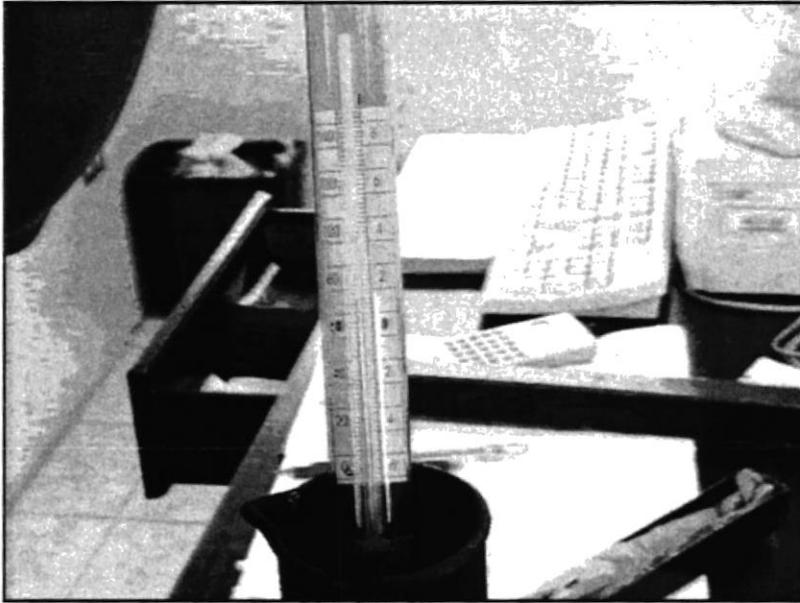
**Figura 5-8:** Muestreo de crudo en tanques

- Esperar 3 minutos hasta llenar el muestreador.
- Bajar del tanque y llevar muestra al laboratorio.
- Llenar la probeta con la muestra de crudo.
- Colocar el hidrómetro en la probeta. En la figura 5-9 se muestra la medición de la  $^{\circ}$ API del petróleo crudo.



**Figura 5-9:** Lectura de Gravedad API

- Tomar lectura de °API y temperatura de la muestra. En la figura 5-10 se indica el paso a seguir mencionado.



**Figura 5-10:** Lectura de la temperatura de la muestra

- Colocar la muestra en los vasos de la centrifuga. Determinar el porcentaje de (%BSW).
- Colocar los datos en el registro de Placa de Tanque Ancón.

**e) Determinación de agua y sedimentación por centrifugación**

- El % BSW del agua debe de ser determinado por el Método de la Centrifuga con un cono de 8" (203 mm).
- Agite la muestra de crudo antes de introducir la muestra en los vasos de centrifugación.
- Colocar el crudo en los vasos de centrifugación, añadir tres gotas de demulsificante.
- Invertir o agitar los vasos de centrifugación o para asegurar que la muestra y el demulsificante se encuentren perfectamente mezclados
- Colocar los tubos llenos en porta tubos o puestos para mantener el equilibrio, y hacer girar la centrifuga durante 10 minutos.
- Leer y anotar el volumen total de agua y sedimento que se encuentran en el fondo de los tubos, en el registro de Placa de Tubería.

## f) Seguridad

Para realizar el trabajo de transferencia interna de crudo se deben utilizar los siguientes Equipos de Protección Personal:

- Cascos
- Guantes de Novatril especiales y resistentes al Petróleo
- Gafas de protección
- Botas de cuero con punteras de acero
- Mascarillas de gases orgánicos.

## g) Ambiente

- No derramar petróleo ni agua en el muestreo y análisis de crudo.
- No arrojar implementos de limpieza, basura ni residuos de petróleo en los alrededores de Casa Bomba.

### 5.1.6 Tomas de Temperatura y Presión en Tanques

El procedimiento dado aquí es el correspondiente al método API en vigencia. Es aplicable bajo las siguientes condiciones siendo un método convencional de medición manual:

- Para tanques verticales, no presurizados, fijos, con entradas y salidas de fluidos laterales.
- El petróleo tiene una viscosidad de menos de 100 segundos a 100 °F (37,8 °C) (Viscosidad Saybolt Universal) y es un líquido a presión y temperatura atmosférica.
- Un termómetro de casco es utilizado para leer la temperatura del petróleo en el tanque.
- La temperatura del tanque debe estar cerca de los 60 °F (15,6 °C) y con +/- 5 °F.
- Se debe suspender el termómetro en el petróleo del tanque. El termómetro debe estar a 12" (30,48 cm) o más desde la envoltura del tanque y debe estar sumergido en el petróleo durante 5 minutos. Se debe utilizar un casco aprobado por la ASTM, de tipo woodback (fibra de madera) o anti-corrosión. Si la temperatura atmosférica difiere en más de 20 °F (6,7 °C) con respecto a la temperatura del líquido en el tanque, el termómetro debe ser sumergido por lo menos dos veces más. Limpiar el termómetro después de cada inmersión.

Rápidamente leer la temperatura y debe diferir como máximo de la atmosférica en 1 °F (17,2 °C).

**NOTA:** el valor de las mediciones de temperatura varía con la profundidad del líquido.

- En un tanque que contiene más de 15 ft (4,57 m) de líquido, tres medidas deben ser tomadas: a) a 3 ft (0,91 m) por debajo de la superficie del líquido, b) mitad del líquido y c) 3 ft (0,91 m) sobre el fondo del líquido.
- En un tanque que contiene entre 10 a 15 ft (3,05 a 4,57 m) de líquido, dos medidas deben ser tomadas: a) a 3 ft (0,91 m) por debajo de la superficie del líquido, b) a 3 ft (0,91 m) sobre el fondo del líquido.
- En un tanque que contiene menos de 10 ft (3,05 m) de líquido, una medida debe ser tomada, en la mitad del líquido.
- Para tanques con más de 10 ft (3,05 m) de altura con una capacidad de menos de 5000 barriles, una medida en la mitad del líquido debe ser tomada.

## 5.2 MEDICIÓN DINÁMICA

### 5.2.1 Métodos de Medición de Flujo

En la mayor parte de las operaciones realizadas en los procesos industriales, como en el de la industria de producción de petróleo crudo y en las efectuadas en laboratorio y en plantas piloto es muy importante la medición de los caudales de líquidos o de gases con el objetivo de determinarlos con exactitud y reducir al máximo las pérdidas, a causa de un mal balance de energía. Como se muestra en la figura 5-11 y figura 5-12 con diagramas a manera de ejemplo, en procesos de cuantificación de producción, se requiere y se persigue que el cantidad de fluido que fluye a través de una línea de flujo, equipo o dispositivo de medición sea igual a la que sale al final de los mismos.



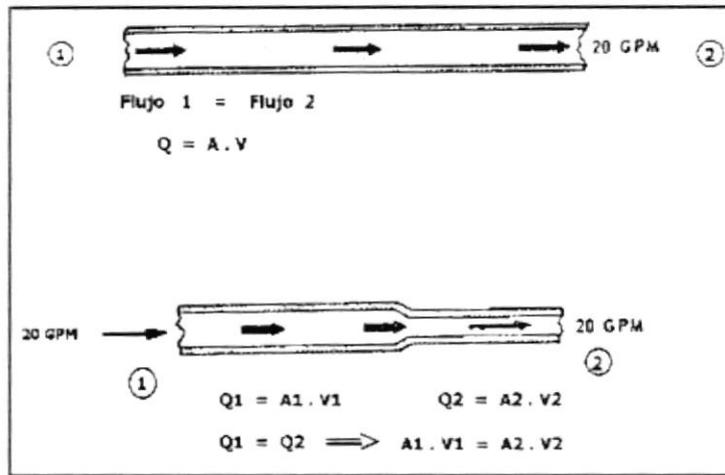


Figura 5-11: Balance de energía

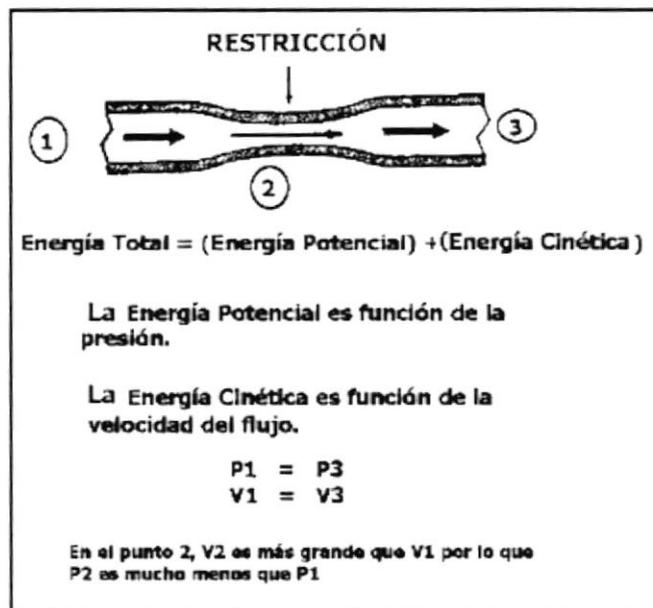


Figura 5-12: Balance de energía



CIB-ESPOL

Existen varios métodos para medir el caudal según sea el tipo de caudal volumétrico o másico deseado.

Entre los medidores volumétricos más importantes figuran los siguientes: Presión Diferencial, Área Variable, Velocidad, Fuerza, Tensión Inducida, Desplazamiento Positivo, Torbellino, Oscilante. A continuación se describen los más utilizados en la esta industria:

## Presión diferencial

Existen varios dispositivos para medición de caudal o flujo bajo este método volumétrico.

Entre los más utilizados están:

- ✓ **Placas de Orificio.-** Diseñadas para ser utilizadas con líquidos y gases. Su presión de diseño es determinada bajo las características del fluido y caudal que pasará a través de ellas. Su temperatura de diseño varía entre -20 a 40 °F (-28,9 a 4,4 °C). Su señal puede ser transmitida de manera analógica o neumática. Su exactitud varía con +/- 1% de flujo máximo. Son montadas con bridas, y su tamaño es determinado de acuerdo al tamaño de la tubería. Existe en el mercado una amplia variedad de tipos y de materiales a bajo costo y fácil de cambiar. Entre sus limitaciones están: pastas, líquidos sucios y líquidos corrosivos.

Entre los tipos mas usados de placas tenemos:

- **Concéntricas:** Vapor, gases limpios, líquidos
- **Excéntricas:** Líquidos con partículas, sólidos o gas de arrastre. Gases con partículas, sólidos o líquidos condensados. El orificio tangente al tope de la línea horizontal permite pasar gas de arrastre. El orificio tangente al fondo de la línea horizontal, permite el paso de sólidos arrastrados.
- **Segmentales:** Pastas o líquidos con sólidos en suspensión.

- ✓ **Venturi.-** Diseñadas para ser utilizadas con líquidos y gases. Su presión de diseño es determinada bajo las características del fluido y caudal que pasará a través de ellas. Su temperatura de diseño es determinada por el fluido. El rango de flujo es determinado por el tamaño de la tubería. Su señal puede ser transmitida de manera analógica o neumática. Su exactitud varía con +/- 0,5% de flujo máximo. Son montadas con bridas, y su tamaño varía desde 3 a 72" (0,08 a 1,83 m). Poseen buena exactitud, pérdidas permanentes bajas, adecuada para pastas y fluidos sucios. Entre sus limitaciones están: muy costoso, produce un  $\Delta P$ , aire y agua. Su esquema de flujo se muestra en la figura 5-13.

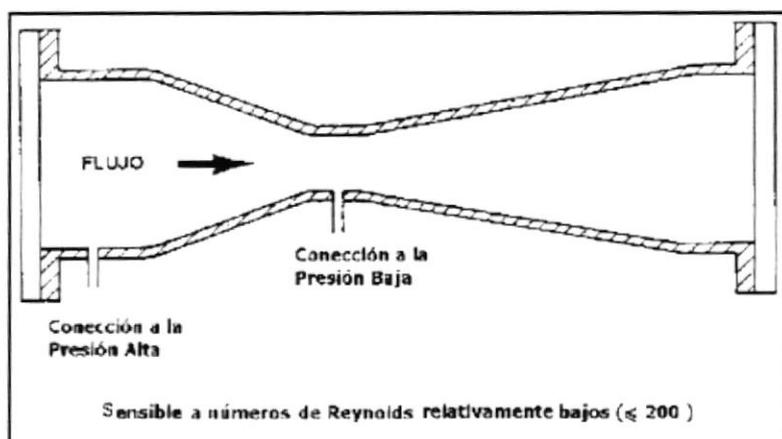


Figura 5-13: Esquema de conexión de flujo tipo Venturi

- ✓ **Codo.-** Diseñadas para ser utilizadas con líquidos y gases. Su presión de diseño es determinada bajo las características del fluido y caudal que pasará a través de ellas. Su temperatura de diseño es determinada por el fluido. El rango de flujo es determinado por el tamaño de la tubería. Su señal puede ser transmitida de manera analógica o neumática. Su exactitud varía con +/- 5 al 10% de escala llena. Son montados en la tubería, y su tamaño es determinado por el tamaño de la tubería. Son muy económicos, fácil de instalar. Puede ser usado para flujos bidireccionales. Proporciona lecturas más consistentes y puntuales. No es afectada como muchos por las condiciones de la tubería. Entre sus limitaciones están: bajas velocidades, tramos cortos de tubería recta, flujos extremos y corriente abajo del codo. En la figura 5-14 se muestran varios tipos de conexiones de acuerdo a su ángulo de direccionamiento de flujo.

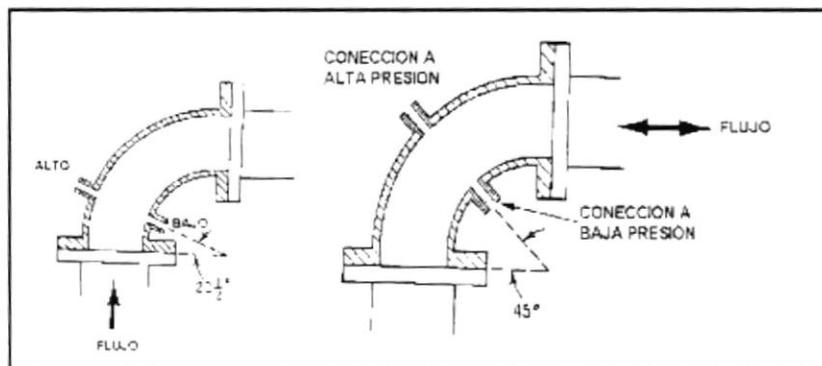


Figura 5-14: Codos montados en tuberías rectas

### Área variable: rotámetros

Los rotámetros son medidores de caudal de área variable en los cuales un flotador cambia su posición dentro de un tubo, proporcional al flujo del fluido.

Los flotadores pueden tener varios perfiles de construcción, así:

- Esférico
- Cilíndrico con borde plano
- Cilíndrico con borde saliente de cara inclinada contra el flujo
- Cilíndrico con bordes salientes contra el flujo.

### Velocidad

- ✓ **Vertederos.-** Diseñadas para líquidos en canales abiertos. Su escala es proporcional a la medida de su altura, a  $3/2$  de potencia para vertederos rectangulares y trapecoidales; a  $5/2$  de potencia para vertederos con muesca en V. Su exactitud varía desde el 3 al 5% de la escala completa. Existen desde 1" (2,54 cm). Son muy económicos, ideal para agua y flujos de agua de desecho; pérdidas muy pequeñas. Entre sus limitaciones están: exactitud. En la figura 5-15 y figura 5-16 se muestran los tipos de vertederos y medición de nivel en ellos.

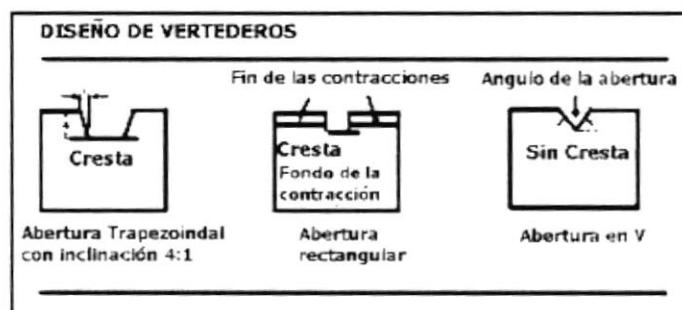
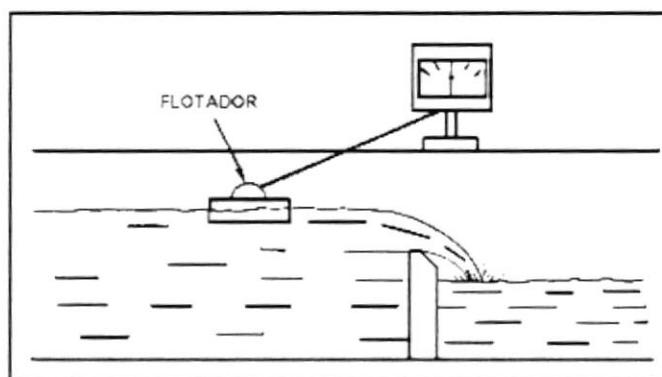


Figura 5-15: Tipos de vertederos



**Figura 5-16:** Métodos avanzados de medición de nivel en vertederos

- ✓ **Medidor de flujo – Turbina.-** Diseñadas para ser utilizadas con líquidos limpios y gases. Su presión de diseño está sobre los 3000 PSIG ( $20,6 \times 10^6$  Pa). Su señal puede ser transmitida por frecuencias. Su exactitud es  $\pm 0,25$  de la proporción en líquidos;  $\pm 1\%$  de la proporción en gas. Son montados en la tubería con bridas o roscas, y su tamaño está por sobre las 24" (609,6 mm). Es uno de los métodos de medición más exactos: buen rango de operación; fácil de instalar y mantener; diseños disponibles para flujo muy bajo; pequeño en tamaño, liviano. Proporciona lecturas más consistentes y puntuales. Entre sus limitaciones están: incremento de viscosidad, cambios en el estado del líquido; las versiones para gas requieren cuidados cuando se usa en aplicaciones de flujo variante.

### Desplazamiento positivo

Diseñadas para ser utilizadas con líquidos limpios y gases. Su presión de diseño está sobre los 1400 PSIG ( $9,65 \times 10^6$  Pa) para líquido o gas. Su temperatura de diseño está sobre los 600 °F (315,6 °C) para líquidos y 250 °F (121,1 °C) para gas. Su señal puede ser transmitida por frecuencias. Su exactitud es  $\pm 0,5\%$  de la proporción en líquidos;  $\pm 1\%$  de la proporción en gas. Son montados en la tubería con bridas o roscas, y su tamaño está por sobre las 12" (30,38 cm). Ideal para líquidos viscosos; no requiere potencia eléctrica. Entre sus limitaciones están: desgaste mecánico, pruebas periódicas, requiere de filtros; especial cuidado en la instalación.



## 6 UNIDAD LACT DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO

Los volúmenes brutos frecuentemente deben ser ajustados por mediciones cuantitativas específicas, como el contenido de agua, presión, temperatura y densidad de los fluidos, antes de que puedan ser determinados los volúmenes netos a condiciones estándar. Algunos de estos parámetros son fundamentalmente necesarios para la automatización de estas operaciones de medición de la producción de un campo de petróleo. Por tal razón antes de comenzar la descripción de la Unidad LACT del Campo Gustavo Galindo V., es preciso conocer un poco más acerca de las características principales de un sistema automatizado de medición de crudo, instrumentos y dispositivos básicos utilizados en Casa Bomba.

### 6.1 MEDICIÓN DE VOLUMEN

#### 6.1.1 Medida de Líquido

Existen tres tipos de dispositivos cuantitativos comúnmente utilizados en el campo para la medición automática de fluidos en Casa Bomba: Medidor de Volumen Positivo, Medidor de Desplazamiento Positivo y Medidor Inferencial. A continuación su descripción:

#### Medidor de Volumen Positivo

Los Medidores de Volumen Positivo operan durante un ciclo completo de medición, es decir desde el momento que el tanque comienza a llenarse hasta cuando inicia su evacuación hacia las líneas de superficie. Este proceso de medición lo hace por separado. Este tipo de medidor proporciona esencialmente el aforo automático de un tanque, usando controles de nivel para medir un volumen fijo a través del tanque en cada ciclo completo. El volumen que es medido se relaciona con el volumen desplazado en el medidor. Varios tipos de controles de nivel son usados para controlar los niveles de fluido en el medidor. Cada ciclo completo es registrado en un contador como una base para la determinación de volumen total.

Existen varios tipos de Medidores de Volumen Positivo en cuanto a volumen y formas se refiere. Sus capacidades varían desde  $\frac{1}{4}$  bl ( $0,039 \text{ m}^3$ ) hasta cientos de barriles. La cámara de medida de este dispositivo puede estar aislada y recubierta o puede ser parte de otro dispositivo como un separador o intercambiador de calor. Este medidor no es como compatible con la medida cualitativa de los fluidos como los otros de desplazamiento

positivo e inferenciales ya que la medida del volumen no puede separarse fácilmente en incrementos pequeños para realizar muestreos y otras mediciones.

### **Medidor de Desplazamiento Positivo**

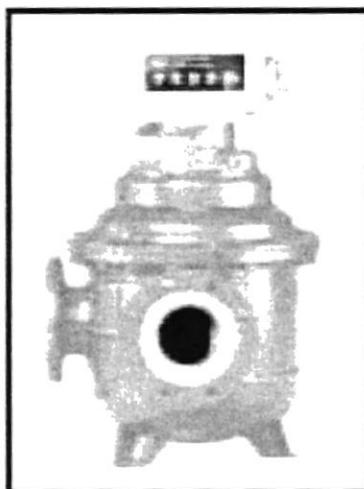
Un medidor de desplazamiento positivo, indiferentemente de algún tipo específico, está constituido de dos elementos primarios: un recipiente estacionario y un elemento móvil. Este último actúa para aislar dentro del recipiente estacionario, un volumen de fluido de cada ciclo de operación. El elemento móvil puede ser un rotor con veletas corredizas, veletas rotatorias, o cubos rotatorios. También puede tener dos rotores que se engranan y semejan un movimiento helicoidal o cicloidal cuando están girando. Pero también el dispositivo móvil puede ser un disco que gira en un eje resultando en un movimiento de tres dimensiones o puede ser también un cilindro que oscila con respecto a un eje provocando un movimiento de dos dimensiones. O finalmente el dispositivo móvil puede ser un pistón, como los que utilizan las bombas de alto poder. Muchos medidores de desplazamiento positivo son de hecho estrechamente semejantes a las bombas de desplazamiento positivo.

El medidor de desplazamiento positivo proporciona menos costos de implementación y menos complejidad en cuanto a su funcionamiento como parte de la estación de producción de crudo, que un medidor de volumen positivo. En suma, este tipo de medidor proporciona los medios para utilizar muestradores y/o computadores de flujo.

Se debe tener mucho cuidado en el momento de su instalación, pues si bien este medidor de fácil manejo, esto no implica lo anterior.

Todo el gas libre que viene con el fluido de producción, petróleo crudo, debe ser venteado antes de que el líquido pase a través del medidor, pues la presencia de gas causaría lecturas erróneas del medidor y posiblemente lo dañaría.

Para obtener gran exactitud en las mediciones realizadas, una tasa de flujo constante debe mantenerse a través del medidor y a una tasa de flujo de por lo menos el 15% de la capacidad del medidor. Los procedimientos de calibración estándar se encuentran en el API Standard 1101. En figura 6-1 se muestra un medidor de flujo de desplazamiento positivo muy utilizado en la medición de petróleo crudo.



**Figura 6-1:** Medidor de desplazamiento positivo

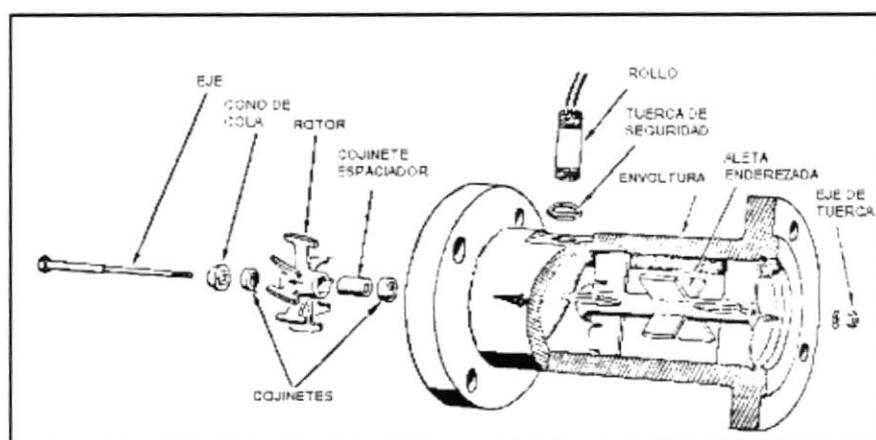
### **Medidor Inferencial**

Los medidores de Turbina y de Placas de Orificio, son comúnmente utilizados como medidores inferenciales para medir líquidos. Estos medidores determinan indirectamente el volumen, analizando algunas propiedades de la corriente de fluido que podrían relacionarse con el volumen. Por ejemplo, la rotación de las aletas de la turbina en el medidor de Turbina y el diferencial de presión que resulta a través de los Orificio en el medidor de Placas de Orificio, pueden ser utilizados como base para la determinación del volumen del líquido.

Los medidores de Turbina son importantes en la medición del volumen de líquido, aún más cuando se desea automatizar la estación de producción con dispositivos electrónicos. De esta manera, la rotación de las aletas de la turbina puede ser transmitida electrónicamente sin la necesidad de alguna conexión mecánica al motor de la turbina. Este sistema automatizado proporciona datos realmente fiables y particularmente convenientes para el sistema de alta presión.

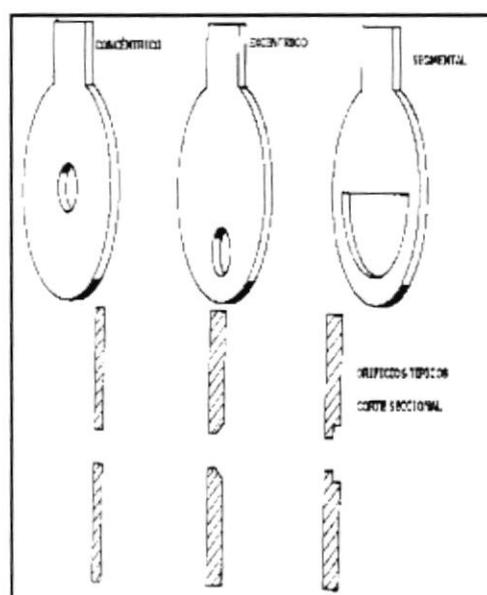
Así, el medidor de turbina fue aplicado inicialmente para medir los volúmenes de agua de inyección. Pero, la presencia de fluidos altamente viscosos reduce su rango de operación y por ende de medida.

Los medidores de Turbina son muy utilizados para la automatización de una Bateria de Producción de Petróleo. Se utilizan junto con él, transmisores que transmiten señales de frecuencia a computadores de flujo de petróleo (Net-Oil Computers). En la figura 6-2 se muestra un ejemplo de este tipo de medidores de flujo en la cual se indica su estructura y componentes internos.



**Figura 6-2:** Medidor de flujo turbina

Los medidores de Placas de Orificio son usados más en la medición de gas, pero también tienen su aplicación en líquidos. Líquidos compresibles que requieren correcciones de presión para la determinación de su volumen son un ejemplo de aplicación de medidores de Placas de Orificio. En la figura 6-3 se muestran el tipo de placas utilizadas en estos medidores de acuerdo a la ubicación y forma de los orificios por donde pasa el gas o vapor.



**Figura 6-3:** Tipos de placas de orificio

## 6.2 MEDICIÓN DE PRESIÓN

### 6.2.1 Fuerza Ejercida por los Líquidos

La presión es una de las variables de proceso que más se utiliza en la industria en general y esta definida como la fuerza ejercida sobre una Unidad de área:

$$P = F / A$$

Donde:

P: presión

F: Fuerza

A: Área

Cuando se vierte un líquido en un tanque, este tomará la forma del recipiente y ejercerá una presión, la misma que estará determinada por la altura que tenga el nivel del líquido, la gravedad específica del líquido y la temperatura del líquido. El agua a 60 °F (15,6 °C) es la referencia de comparación con otros líquidos. El agua a 60 ° F tiene un peso de 62.3 libras por pie cúbico (996.8 kg/m<sup>3</sup>). Para determinar la fuerza de un volumen de agua a 60 °F (15.6 °C) sobre un área específica, se debe determinar la altura del nivel, hasta la toma de la medición, y multiplicar por 62.3 libras por pie cúbico.

La fuerza que el líquido ejerza sobre el tanque dependerá de la altura sobre el instrumento de medición.

La gravedad específica es un número de referencia que compara el peso de un volumen específico de aire o agua. Se asigna un valor constante de gravedad específica para el aire y el agua igual a uno. El tercer factor que influye en la presión es la temperatura que influye en la gravedad específica ya que si la temperatura cambia, también cambia la gravedad específica. Con los cambios de temperatura, cambia el nivel del líquido en el recipiente, ya que se expande el líquido.

En recipientes cerrados el líquido puede ser afectado por presiones externas, se debe considerar en los cálculos la presión del líquido por su altura y las presiones externas como techos flotantes y presiones adicionales por sobre el nivel del líquido.

### **6.2.2 Fuerza Ejercida por Gases**

Mientras los líquidos se acomodan a la forma del recipiente, los gases ocupan toda la superficie interior del recipiente, por consiguiente la presión ejercida por el gas será igual en todo el recipiente. Los factores que influyen en la presión en los gases son el volumen del recipiente y la temperatura.

### **6.2.3 Medición de la Presión**

Existen diferentes escalas para cuantificar la fuerza ejercida por líquidos y gases sobre un área específica. En el sistema inglés se utiliza el PSI, que es la presión ejercida por una libra fuerza sobre una pulgada cuadrada. En el sistema métrico se expresa la presión en kilogramos por metro cuadrado o por centímetro cuadrado.

### **6.2.4 Presión Absoluta**

Es la presión cuya referencia inferior es el vacío cero, mientras que la presión manométrica, se referencia la escala de medición en cero sin considerar que esta vale 14.7 PSI (101.3 Pa).

### **6.2.5 Presión Diferencial**

Es la presión medida entre dos puntos, se calcula restando la lectura más alta de la más baja.

### **6.2.6 Transductores de Presión Mecánicos**

Los transductores de presión mecánicos son aparatos que convierten fuerzas ejercidas por fluidos en movimiento y que se pueden medir para indicar la cantidad de presión. Algunos elementos transductores mecánicos sirven como elementos sensores en manómetros o transmisores. A continuación su descripción:

#### **Tubos Bourdon**

Un tipo de transductor de presión mecánico es el tubo bourdon. Hay tres tipos comunes de tubos bourdon: el tubo C, el tubo helicoidal y el tubo espiral.

El más simple y uno de los tipos más comunes de tubos bourdon son los del tipo C. Este instrumento es un tubo oval, cuya forma se parece a la letra C. Un fin del tubo está abierto mientras se sella el otro fin y queda libre para el movimiento. El fin abierto se sujeta al marco o casco del transductor. Entonces, la presión a medirse es aplicada en el fin abierto. Como la presión es aplicada, el tubo comenzará a enderezarse ligeramente. Esta respuesta

mecánica se relaciona con la fórmula de la presión ( $P=F/A$ ). La superficie externa del tubo C es más larga que la interna, el exterior es el área más grande. Por consiguiente, la fuerza ejercida en la superficie externa es más grande que la fuerza ejercida en la interna, produciéndose el enderezamiento del tubo. Como el tubo se endereza, la punta sellada se moverá, dando una indicación del cambio de presión. La escala en el dial del manómetro de presión se gradúa en Unidades de presión, tales como, PSI, PSIG o PSIA. Las escalas en los diales de unos manómetros de presión incluyen lecturas bajo cero. Se refieren estos manómetros como manómetros compuestos y a menudo se usan para indicar vacío. Por eso, en un manómetro compuesto la porción de la escala bajo cero usualmente se gradúa en pulgadas de mercurio.

Otro tipo de tubo bourdon es el tubo helicoidal. Éste es un tubo oval que se enrolla en forma helicoidal. Su forma se parece a un rollo. Un elemento de presión de tubo helicoidal opera con el mismo principio del tubo C. El un fin del tubo es sellado y está libre para el movimiento mientras el otro fin está abierto y firmemente unido al casco o marco del transductor. La presión a ser medida se aplica al fin abierto, produciéndose que el tubo trate de desenrollarse. Como el tubo C, la punta del tubo se mueve en respuesta al movimiento del rollo causado por la presión. De cualquier modo, la ventaja del tubo helicoidal es que produce más movimiento de la punta que el tubo C.

Un tercer tipo de tubo bourdon es el tubo espiral. En este transductor, el tubo ovalado es enrollado en espiral. La ventaja mayor de este tipo de tubo bourdon es que la punta produce más movimiento que ambos tubos C y helicoidales.

Todos los tubos bourdon tienen capacidades similares. El tipo de tubo bourdon se escoge para una aplicación determinada, se determina principalmente por el rango requerido y las características del proceso. Generalmente, el tubo C es el más robusto y menos sensible, y el espiral es el más sensible. El tubo C puede tener un rango útil de 30 pulgadas de mercurio de vacío a 100.000 PSIG. El elemento bourdon espiral puede tener un rango hasta 40.000 PSIG. Todos los tubos bourdon tienen una exactitud de +/- 0.5% a +/- 1% de gama. Por eso, un elemento bourdon calibrado para medir presión entre 200 y 500 PSIG (1.37 y 3.44 MPa), se puede esperar de una indicación de 400 PSIG (2.75 MPa), con una exactitud de +/- 1.5 PSI. Un elemento calibrado de 0 a 5000 indicaría una presión verdadera con una exactitud de +/- 2.5 PSI.

Los materiales usuales de construcción para tubos bourdon son cobre, bronce, fósforo, acero, acero inoxidable 304 y 316. Para algunas aplicaciones cuarzo fungible se usa como material del tubo bourdon. En manómetros de cuarzo fungible, la rotación del tubo

bourdon multi-rotación es censado por un espejo suspendido en el fin del tubo. Un transductor óptico y sistema de servo miden la rotación y dan una salida que es proporcional a la presión. En la figura 6-4 se muestra los tipos de tubos bourdon.

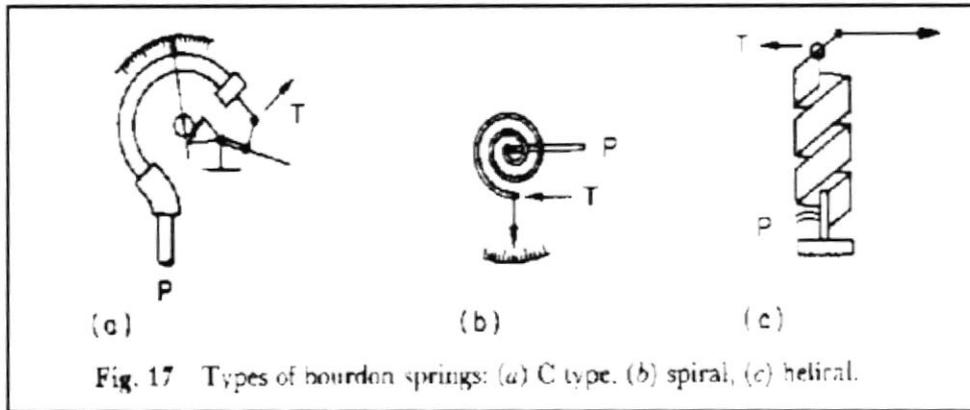


Figura 6-4: Tipos de tubos Bourdon

### Fuelles

Un tipo de elemento mecánico de presión es un fuelle. Un fuelle es un aparato cilíndrico usualmente muy flexible. Se hacen fuelles usualmente de fósforo, bronce o cobre. Un par de fuelles se puede usar para medir presión absoluta o diferencial. Usualmente un fin del fuelle está unido al casco del transductor y el otro fin es libre para poder moverse. Cuando se aplica presión al interior del fuelle, se extenderá, causando movimiento en el fin libre. El movimiento producido es medido para conocer la cantidad de presión aplicada. En la figura 6-5 se indican varios tipos de fuelles según su bobinado.

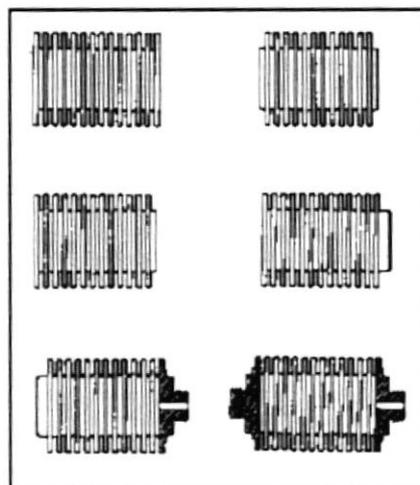


Figura 6-5: Fuelles

Un fuelle responderá también si se aplica presión a su superficie exterior. El fuelle se halla alojado en un recipiente. Se conecta el proceso al recipiente y la presión se aplica fuera del fuelle. El fuelle sensor responderá a los cambios de presión en el recipiente, expandiéndose o por contracción. Se puede medir el movimiento y la medida indicará la presión. Una ventaja del fuelle en un recipiente es que el recipiente puede proteger el fuelle, se construye usualmente de un material blando y flexible. Los fuelles se pueden usar a presiones relativamente bajas (0 PSIA a 30 PSIG) (0 a 206.8 kPa).

Elementos de presión son muy sensibles a pequeños cambios de presión, pueden ser fácilmente sobrepasado del rango y dañados. Para proteger el elemento sensor de daños, muchos fuelles transductores tendrán topes mecánicos de sobre y bajo rangos que previenen el fuelle de excesivas expansiones o reducciones. Además, los fuelles también incluyen resortes que resistirán la expansión o reducción del fuelle. Los resortes se unen usualmente al elemento del fuelle con un tornillo que permite que la tensión del resorte sea ajustada. Estos resortes son utilizados para encerrar el fuelle.

El elemento de fuelle es disponible en configuraciones para manómetros, mediciones absolutas, diferenciales, o de vacío.

### **Diafragmas**

Un diafragma es un transductor mecánico de presión que se usa para detectar leves cambios en presión. Un diafragma es un disco que se expone a un proceso. Entonces se ejerce presión del proceso sobre un área grande relativamente, este instrumento es más sensible a pequeños cambios de presión. Se basa este principio en la ecuación de la presión básica,  $P = F/A$ . Si se ejerce una presión pequeña encima de un área grande, la fuerza será relativamente grande, y causará la flexibilidad del diafragma. Un aparato mecánico, tal como un pasador, varilla o barra, se conecta usualmente al diafragma para que la cantidad de flexibilidad se pueda medir para determinar la cantidad de presión ejercida.

Los diafragmas estarían compuestos de varios materiales. Se usan diafragmas del metal frecuentemente en manómetros y aparatos del control. Diafragmas de metal, o diafragmas tiesos, se hacen de fósforo, bronce, berilio, cobre, acero inoxidable o monel.

Se hacen diafragmas no metálicos de neopreno, polietileno, seda, cuero, teflón, koroseal y silicón. Estos diafragmas son flexibles, pero se limitan a usos en sistemas de presión baja. Diafragmas grandes muy flexibles, se usan en actuadores de válvulas de control. En la figura 6-6 se muestra la estructura interna de un diafragma.

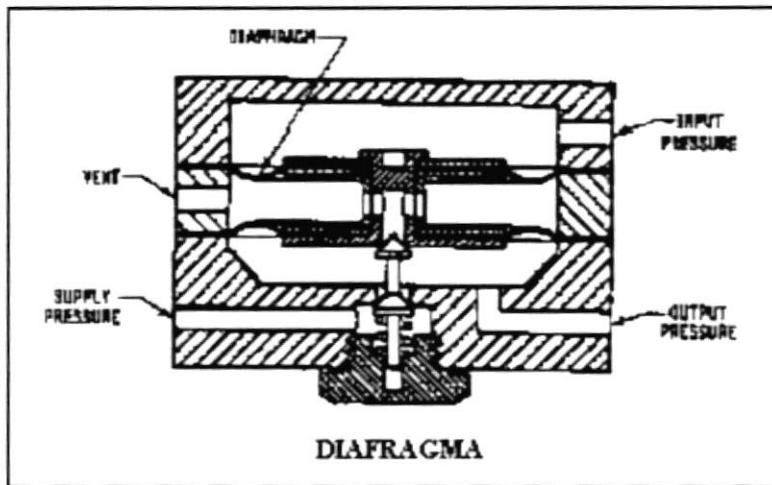


Figura 6-6: Diafragma

### 6.2.7 Elementos Eléctricos de Presión

Los transductores electromecánicos convierten el movimiento producido por sensores mecánicos en señales eléctricas. Hay muchos diseños diferentes de transductores eléctricos de presión. Estos aparatos son usados extensamente para supervisar y controlar la presión de los procesos. A continuación se describe el diseño típico de dispositivo eléctrico de medición de presión.

#### El Puente de Wheatstone

Un diseño común de transductores eléctricos de presión es el puente de wheatstone. La configuración del puente de wheatstone tiene dos ramales paralelos que forman un puente. Se conecta una fuente de voltaje al puente para que una corriente fluya por cada ramal. Un puente de wheatstone típico también tiene un circuito de medición instalado a través del puente. Este circuito da un camino para el flujo de corriente, si el puente no está balanceado. El circuito del puente incluye cuatro resistencias. Se diseña para que la resistencia sea igual en todas las cuatro resistencias exactamente, el flujo de corriente a través de cada ramal es igual y no hay ningún flujo de corriente a través del puente. A estas alturas se balancea el puente.

Cuando se usa un puente de Wheatstone como instrumento de medición de presión, se reemplaza una de las resistencias en el circuito del puente con una resistencia que se conecta al elemento sensor de presión. El elemento sensor de presión se le expone a los cambios de presión del proceso, el valor de las Resistencias 1, 2, 3 y 4 es igual y el puente

está equilibrado. Por eso, no habrá ningún flujo de corriente por el circuito a través del puente y el instrumento indicará presión cero.

De cualquier modo, si la presión cambia, el elemento sensor de presión responderá al cambio en presión y cambiará la resistencia en el puente. El cambio en resistencia causará un desbalance en el circuito del puente. Cuando esto pasa, el instrumento de medición indicará el cambio de la presión. En la figura 6-7 se presenta la representación de un circuito de con el diseño de wheatstone.

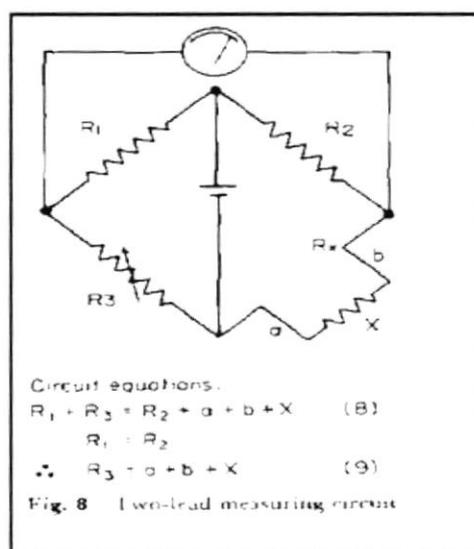


Figura 6-7: Puente de Wheatstone

### 6.2.8 Tipos de Manómetros

#### Manómetro de Pozo

El término pozo se refiere al reservorio que contiene el mercurio punto donde se une la columna de vidrio. Un tipo de manómetro de pozo, es el manómetro inclinado como el que se muestra en la figura 6-8.

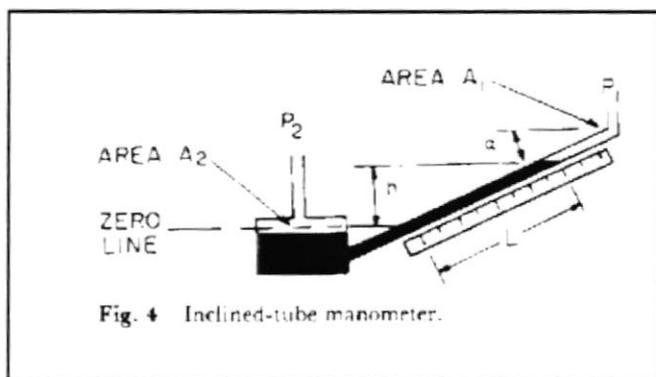


Figura 6-8: Manómetro inclinado

El manómetro de pozo tipo barómetro, tiene una columna de medición sellada y otra abierta, este manómetro nos permite medir la presión atmosférica. En la figura 6-9 se muestra el otro tipo de manómetro de pozo tipo barómetro.

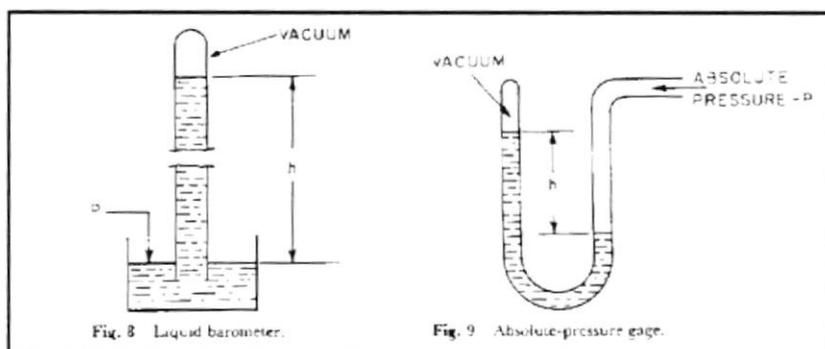
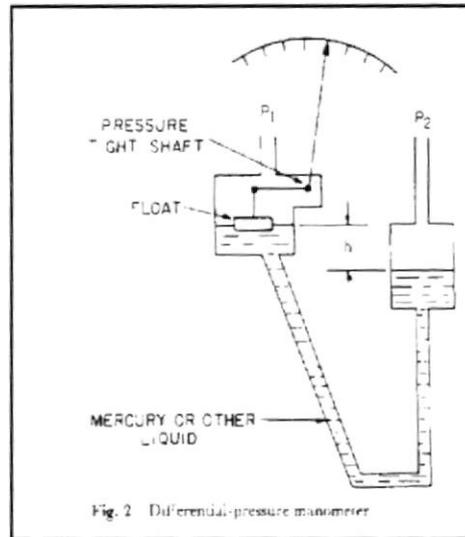


Figura 6-9: Barómetro

### Manómetro Diferencial

Existe otro tipo de manómetro y es el diferencial, como el que se muestra en la figura 6-10. Éste mide la diferencia de presión entre dos puntos de un proceso, por ejemplo la presión de entrada salida de un filtro de aire o aceite.

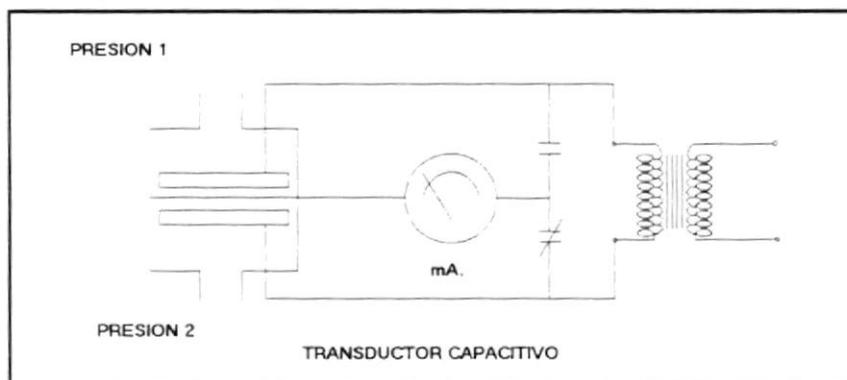




**Figura 6-10:** Manómetro de presión diferencial

### Manómetro Capacitivo

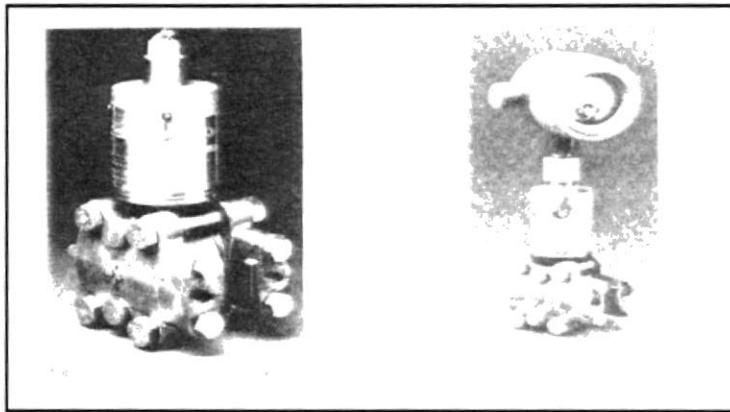
El manómetro capacitivo es eléctrico y utiliza la presión o diferencia de presión entre dos placas capacitivas, que se provee por definición del equilibrio, la una placa es fija y la otra es móvil, asentada sobre un mecanismo. Este contiene una cámara llena de mercurio, al aplicarse la presión el mercurio pasa a otra cámara, la que se dilata y trabaja sobre la placa capacitiva móvil. Por métodos eléctricos podemos determinar la cantidad de presión o de diferencia de presión aplicadas a las placas capacitivas. En la figura 6-11 se indica un diagrama de la estructura interna de este tipo de manómetro.



**Figura 6-11:** Transductor capacitivo

### Transductor de Presión Piezoeléctrico

Muchos de los transductores de presión pequeños usan elementos piezoeléctricos como cristales de cuarzo, sal de rochelle, bario y titanio, los cuales al ser aplicados una presión, producen cambios eléctricos de voltaje posibles de medir, que son proporcionales a los cambios de presión. Estos transductores piezoeléctricos usan técnicas de las más viejas y precisas, que distribuyen la carga de presión al elemento piezoeléctrico a través de placas de distribución. En la figura 6-12 se indican fotografías de dos manómetros eléctricos comúnmente utilizados en la industria de producción de petróleo crudo; ellos constituyen dispositivos de medición primordiales para objetos de control y registros de las características con las que se bombea el fluido.



**Figura 6-12:** Manómetros eléctricos

## 6.3 MEDICIÓN DE TEMPERATURA

Varios tipos de sensores de temperatura comúnmente usados en la producción de petróleo y gas incluyen un dispositivo termal, un detector de resistencia termal, una termocupla, un termistor y un transistor.

### 6.3.1 Descripción del sensor de medición

En un sensor de medición de temperatura, el dispositivo termal opera en la base del principio de la expansión o contracción de un fluido debido a cambios de temperatura. El dispositivo consiste en un bulbo sensor de temperatura conectado por medio de un tubo capilar a un elemento expansivo el cual es sensible a cambios de presión. El bulbo puede

ser llenado con un líquido, vapor o gas. El elemento expansivo puede ser un diafragma o un tubo bourdon.

La información que proporciona el dispositivo termal tiene puede usada directamente para la compensación de temperatura en el medidor de desplazamiento positivo utilizado por la Unidad LACT. Este dispositivo a su vez está conectado a un transmisor de información el cual corrige el resultado del volumen tomado por el medidor a temperatura estándar de 60 °F (15.6 °C).

El detector de resistencia termal (RTD) trabaja con el principio de que un cambio en la resistencia de un cable está relacionado directamente con el cambio en la temperatura en el cable. Este dispositivo consiste en un elemento de resistencia (elemento sensor) y un circuito eléctrico, el cual usa la variación de resistencia del elemento sensor para controlar y proporcionar una señal como resultado. La señal resultado puede ser registrada y puede manejar controladores.

La termocupla trabaja en el principio de que el calor aplicado a la parte final de dos tiras de metal de diferente composición, que están unidas, desarrollan una fuerza electromotriz (EMF) que es proporcional a la temperatura. Las termocuplas pueden ser tipo cable, con sus dos elementos en tipo cable también, el la cual un elemento es un tubo cerrado y el otro un cable soldado en la parte inferior e interior del tubo. La termocupla es conectada a un circuito electrónico, el cual mide la EMF y desarrolla una señal resultado que puede ser registrada y manejar controladores. Las termocuplas son muy utilizadas en aplicaciones cuando las temperaturas registradas exceden los 1000 °F (537.8 °C).

El termistor y el transistor presentan un cambio de resistencia debido al cambio de temperatura registrado. Ambos dispositivos responden rápidamente a cambios de temperatura debido a la pequeña masa del elemento sensor. Los circuitos eléctricos son requeridos para convertir el cambio de resistencia registrado en una señal que es proporcional a la temperatura.

## **6.4 EQUIPO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE PRODUCTOS EN CUSTODIA – UNIDAD LACT**

### **6.4.1 Unidad LACT**

LACT ( Lease Automatic Custody Transfer) es un conjunto de componentes y tuberías montados sobre un patín, diseñada para medir de manera precisa tanto la calidad como la cantidad de un hidrocarburo líquido el cual es comercialmente explotable. Esta medición

será de gran utilidad para transferir de manera automática y precisa la custodia del petróleo, en nuestro caso, desde Casa Bomba a la Refinería La Libertad. La Unidad LACT tendrá la capacidad, con su proceso automatizado, de controlar y prevenir la transferencia de volúmenes de petróleo comercialmente inaceptable. Por lo tanto todos los componentes utilizados para determinar la cantidad y calidad del petróleo producido deberán tener la posibilidad de revisarse en línea, para asegurar una operación adecuada y correcta. Esto se logrará por medio del control y monitoreo del sistema SCADA para estaciones de producción de petróleo. Antes de la Unidad LACT, el petróleo comercial fue producido a tanques de lavado, surgencia y finalmente de almacenamiento donde sufrió procesos de separación de los demás hidrocarburos asociados, limpieza de impurezas y desgasificación hasta que se inicia el proceso de transferencia con la apertura de las válvulas de las líneas de superficie que dejan libre el paso del petróleo crudo hacia la Unidad LACT. De esta manera cuando la transferencia de crudo se completa, las válvulas a la salida de la Unidad LACT se cerrarán y una medida final será determinada para cuantificar el volumen neto transferido a condiciones estándares. La Unidad LACT constituye una herramienta de suma importancia para la evolución de la automatización de la estación de producción de un campo. Esta debe ser capaz de demostrar, tanto al comprador como el vendedor de crudo y/o gas que la información de la medición es correcta. En el caso particular del Campo Gustavo Galindo V., su implementación no sólo representará un gran avance tecnológico para la empresa operadora, sino una fuerte contribución en la mejora de la calidad de producción de petróleo y por tanto mayores beneficios para la Comunidad de la Península de Santa Elena y por ende para el país.

#### 6.4.2 Diseño de la Unidad LACT

Los factores que se tomaron en cuenta para el diseño de la Unidad LACT del Campo Gustavo Galindo Velasco fueron:

- Características del líquido a ser medido. En nuestro caso petróleo crudo
- Tasa de flujo
- Viscosidad del fluido
- Temperatura
- Presión
- Localización física del equipo
- Costos



De esta manera, las características del crudo liviano producido por el Campo Gustavo Galindo V., de 37 °API, determinaron el tipo de medidor a utilizar, tipo del muestrador y contenedor del muestrador, material de tubería de procesos y bridas.

La tasa de flujo determinaron el tamaño de la tubería o línea de superficie, también el tipo de medidor a utilizar, y el tamaño de los componentes. La tubería estará diseñada para suministrar la mínima caída de presión a través de la Unidad LACT. Esto se logrará, limitando la velocidad máxima del flujo de petróleo, en la Unidad LACT, entre 12 y 14 ft/s (3.66 y 4.27 m/s), respectivamente. Se deberá mantener una velocidad mínima de 3 ft/s (0.92 m/s) para el buen funcionamiento de los equipos de la unidad.

Los fluidos con viscosidad baja pueden medirse con medidor tipo turbina; mientras que los fluidos con viscosidad alta requieren de medidores de desplazamiento positivo. En el caso del Campo Gustavo Galindo V., específicamente en Casa Bomba se utilizará para la Unidad LACT un medidor de desplazamiento positivo.

La temperatura del petróleo producido determina los componentes especiales requeridos en la Unidad LACT, como son los sellos de los equipos, tales como los muestradores, bombas, válvulas, entre otros. Si la temperatura del petróleo fuese baja es posible que se requiera de materiales y aleaciones especiales para los componentes y tuberías.

La presión con la que el petróleo es cuantificado y transferido a través de la Unidad LACT determina el espesor de pared de la tubería, así como el rango ANSI de las bridas y el rango de presión de los demás componentes.

La localización de la Unidad LACT determina la utilización del recubrimiento térmico, aislamiento, recubrimiento protector y también si la Unidad LACT necesita de algún edificio o techo de protección.

El tema de los costos será tratado en la memoria económica del proyecto.

### **6.4.3 Elementos de la Unidad LACT**

El sistema de medición de crudo automatizado LACT y de transferencia hacia la Refinería La Libertad estará conformado por los siguientes elementos principales:

- Bombas de transferencia a refinería P-004A/B
- Filtro desgasificador F-007
- Unidad de medición LACT
  - Indicador de temperatura TI-002
  - Indicador de presión PI-002
  - Medidor FQI -069
  - Transmisor de temperatura TT-002
  - Transmisor de presión PT-002
  - Filtro F-SK01
  - Monitor BSWT-002
- Estación SCADA.
- Computador de flujo de petróleo neto

Los códigos corresponden inventario de la compañía operadora del Campo Gustavo Galindo V. y además para facilidad de señalización en las figuras.

En la figura 6-13 y figura 6-14 se indican a detalle cuáles serán los equipos, dispositivos de medición y accesorios que la Unidad LACT tendrá.

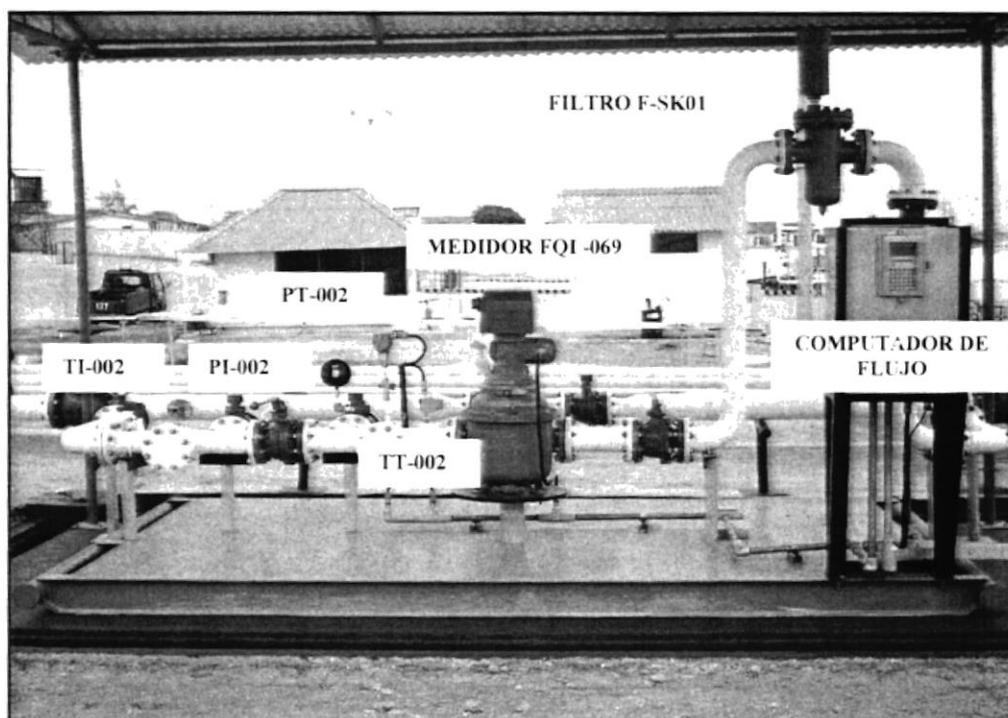


Figura 6-13: Elementos de la Unidad LACT

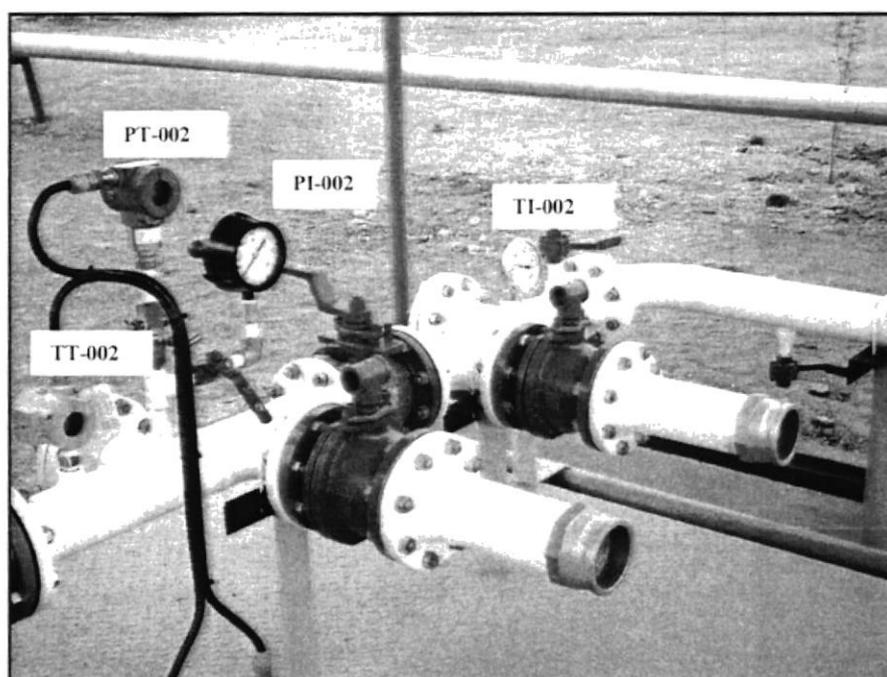


Figura 6-14: Dispositivos de presión y temperatura



CIB-ESPOL

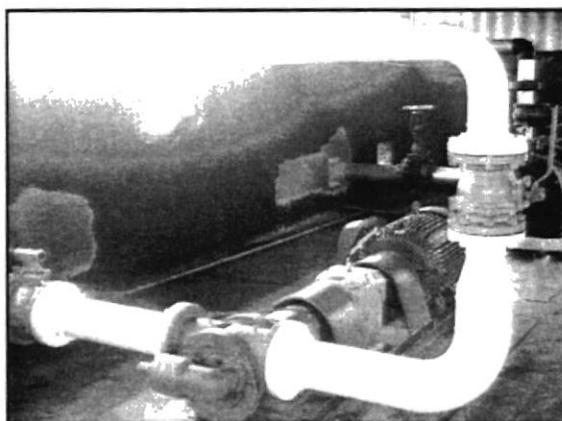
#### 6.4.4 Descripción de los Equipos de la Unidad LACT

##### **Bombas de transferencia a la Unidad LACT y a la Refinería La Libertad (Bombas de transferencia P-004A/B)**

Normalmente las bombas utilizadas con las Unidades LACT son del tipo Centrifugas o Pistón. El dimensionamiento de la bomba depende de la tasa de flujo de petróleo producido. Tanto las bombas ANSI como API pueden ser utilizadas en las Unidades LACT. Estas bombas guían al fluido que se desplaza a lo largo de toda su trayectoria, el cual siempre está contenido entre el elemento impulsor, que puede ser un embolo, un diente de engranaje, un aspa, un tornillo, etc., y la carcasa o el cilindro. “El movimiento del desplazamiento positivo” consiste en el movimiento de un fluido causado por la disminución del volumen de una cámara. Por consiguiente, en una máquina de desplazamiento positivo, el elemento que origina el intercambio de energía no tiene necesariamente movimiento alternativo (émbolo), sino que puede tener movimiento rotatorio (rotor). Sin embargo, en las máquinas de desplazamiento positivo, tanto reciprocantes como rotatorias, siempre hay una cámara que aumenta de volumen (succión)

y disminuye volumen (impulsión), por esto a éstas máquinas también se les de nomina Volumétricas.

Efectivamente en Casa Bomba se utilizarán bombas tipo pistón o desplazamiento positivo, para la transferencia del petróleo producido desde los tanques de almacenamiento para en su futuro ser medido por la Unidad LACT y para la transferencia comercial a la Refinería La Libertad. Se utilizarán en ambas operaciones el mismo tipo de bomba. La bomba será de tipo de desplazamiento positivo de 350 GPM ( $0.022 \text{ m}^3/\text{s}$ ), de succión y descarga de 6" (152,4 mm), motor de 60HP (44.13 kW). En la figura 6-15 se indica un ejemplo del tipo de bomba que se utiliza en Casa Bomba para succión crudo proveniente de tanques de almacenamiento, la misma que posee forma y características similares a la indicada anteriormente.



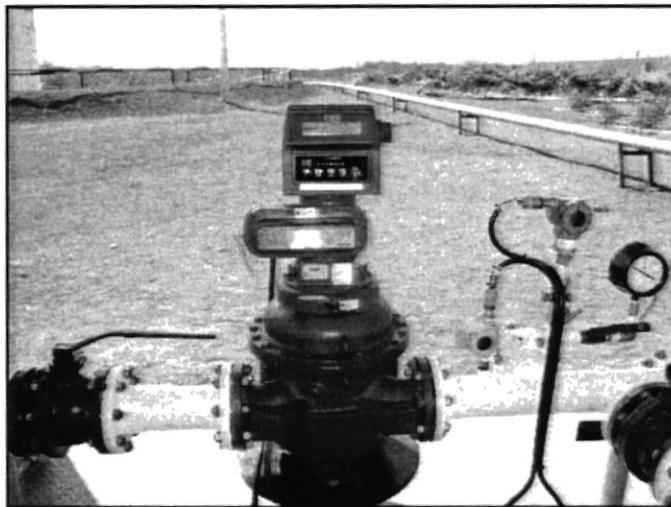
**Figura 6-15:** Bomba de transferencia a la Refinería La Libertad

Ya que se utilizarán bombas pistón, será necesaria la implementación de amortiguadores de pulsaciones, para así evitar la medición errónea del medidor de desplazamiento positivo, Medidor Smith, y además ubicarla lo más lejos posible de la unidad.

#### **Medidor de desplazamiento positivo-Smith Meter (Medidor FQI -069)**

Los medidores de desplazamiento positivo se utilizan cuando el petróleo producido es muy viscoso. Los medidores de desplazamiento positivo para Unidades LACT varían desde 2" a 16" (50.8 a 406,4 mm) y en rango de bridas de ANSI 150# a 600# (los símbolos " y # corresponden a pulgadas y a libras por pulgada cuadrada respectivamente). Las tasas de flujo van desde 60 a 13000 bl/h ( $2.65 \times 10^{-3}$  a  $0.57 \text{ m}^3/\text{s}$ ).

El medidor de desplazamiento positivo que se requiere para la Unidad LACT de Casa Bomba, tendrá una capacidad máxima de tasa de flujo de 854 bl/m (2.26 m<sup>3</sup>/s), diseñado para operar con una viscosidad de hasta 11 cP (11x10<sup>-3</sup> Pa.s), y con bridas ANSI 150#. Si de diera el caso de producir petróleo a tasas de flujo mucho mayores, es recomendable el uso de múltiples medidores. El rango con el que el medidor de la Unidad LACT operará varía entre -25 a 125 °F (31,7 a 51,7 °C). Una de las ventajas de utilizar este tipo de medidor pequeño es que por ende, se reduce el tamaño del probador (el probador es un dispositivo utilizado como método de calibración del la Unidad LACT). Este medidor de desplazamiento positivo posee una linealidad de +/- 25 %; y una repetibilidad del 2 %. Y su relación máxima-mínima de flujo es de 10:1. En la figura 6-16 se muestra la foto del medidor de flujo que será parte de la unidad de medición para la fiscalización de petróleo crudo producido en dicho campo.



**Figura 6-16:** Medidor de flujo Smith de desplazamiento positivo

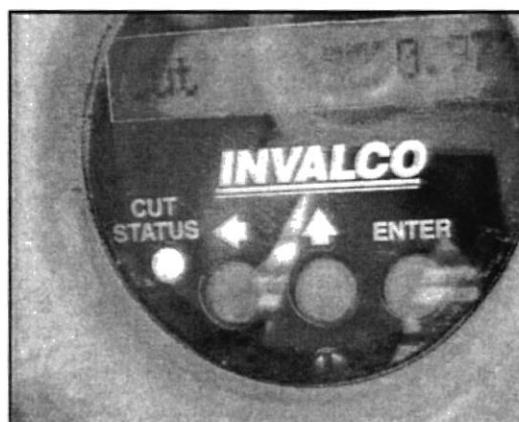
### **Monitor de BSW**

En el Campo Gustavo Galindo V., así como en todos los campo productores de petróleo, el diámetro y material de las líneas de flujo, son un determinante para especificar el contenido máximo de %BSW (Basic Sediments and Water), es decir el contenido máximo de sedimentos y agua que el petróleo crudo pueda contener para poder ser transferido. El desarrollo del equipo que conforma la Unidad LACT requiere un medio para supervisar la calidad de petróleo crudo en el momento de su medición y transferencia automática a

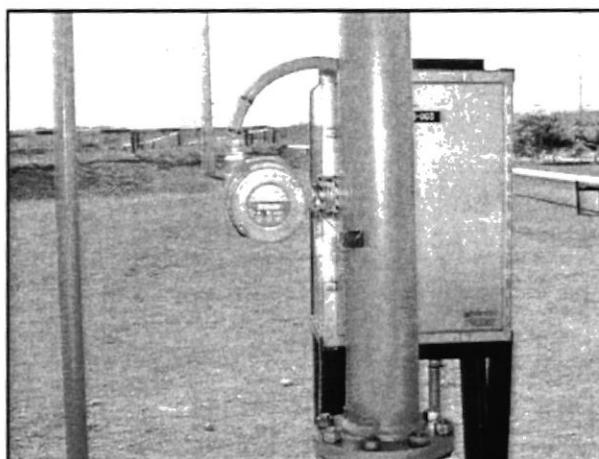
líneas de flujo: en el caso particular de este campo en su bombeo a la Refinería La Libertad.

El dispositivo utilizado para medir este parámetro fundamental para la comercialización del crudo, es un sensor de BSW el cual envía esta información a su Monitor de BSW. Así sabiendo que las constantes dieléctricas del petróleo crudo y el agua son 2 y 80 respectivamente; el monitor de BSW para mostrar sus resultados de medición, usa un sensor concéntrico en cual registra las constantes dieléctricas de la corriente de petróleo en la línea de flujo y mide su capacitancia.

El sensor medidor estará instalado en una conexión vertical de la Unidad LACT de Casa Bomba; en una zona donde la corriente de fluido es casi uniforme y homogénea, para de esta forma conseguir una medida exacta de contenido de agua presente en la corriente de petróleo crudo. La compensación de temperatura es requerida en el momento que las constantes dieléctricas del petróleo crudo y del agua varían con los cambios de temperatura. Usualmente el monitor de BSW utilizado con la Unidad LACT presenta un rango en sus lecturas que van desde el 0 al 3% de BSW contenido en el petróleo crudo. Este monitor de BSW al igual que muchos monitores tiene un set-point variable el cual es usado para desviar la corriente de crudo de regreso a la estación de producción cuando el %BSW máximo permisible es alcanzado y/o excedido. De esta manera, monitor de BSW controlará la corriente o flujo de petróleo crudo en su transferencia a la Refinería La Libertad. En la figura 6-17 y figura 6-18 se muestran las fotos del monitor de BSW en dos perspectivas.



**Figura 6-17:** Monitor de BSW en funcionamiento muestra un corte de agua del 97%



**Figura 6-18:** Monitor de BSW acoplado en una conexión vertical de la Unidad LACT

### **Computadora de flujo de Petróleo Neto**

La aplicación del sistema SCADA en operaciones de producción, ha incrementado la necesidad de leer directamente el contenido neto de petróleo en emulsiones. El principio básico que usan los medidores de BSW ha sido extendido en utilidad para medir los cortes de agua en petróleos emulsionados con alto contenido de agua, mediante su rediseño para esta aplicación.

El sensor de medición, con modificaciones para proporcionar resultados lineales, tiene la capacidad de obtener el valor instantáneo del contenido de agua en una emulsión de petróleo. Combinando los resultados de medición del sensor con los resultados de medición de volumen obtenido por el medidor de desplazamiento positivo o turbina, los volúmenes netos de petróleo y agua en una emulsión de petróleo pueden ser determinados. El dispositivo que combina la información del sensor de BSW y la del medidor de volumen para obtener los volúmenes netos de petróleo y agua producidos, es la Computadora de Flujo de Petróleo Neto. Dicho Equipo será parte fundamental para cumplir a cavallidad el objetivo de este proyecto; cuya principal meta es realizar la medición con precisión de volúmenes de crudo fiscalizado en el Campo Gustavo Galindo Velasco.

La computadora de flujo de petróleo neto podrá determinar los contenidos de petróleo y agua provenientes de una emulsión de petróleo, con gran exactitud (Desde el 1 al 2% del contenido de agua hasta el 35%, en la medición del volumen del petróleo). Una limitación

del sensor de BSW es que cualquier fracción de agua libre moviéndose a través del sensor con la emulsión de petróleo alterará y distorsionará los resultados obtenidos.

Aplicaciones con cortes de agua mayores al 35% pueden ser medidos también, pero con el uso de separadores trifásicos (Free Water Knock Out Separators- FWKOS) en la estación de producción. El tratamiento de químicos, como de emulsificantes, podrá ser empleado si es necesario en los separadores, para mantener el contenido de agua o reducirlo a menos del 35%. Con estos procedimientos, los volúmenes de petróleo y de agua netos podrán ser cuantificados de manera automática para su posterior bombeo a tanqueros o a la Refinería La Libertad y ser comercializado.

En el capítulo siguiente se explicará con más detalle el proceso electrónico implicado en esta operación de fiscalización de crudo y las características más relevantes del sistema de transmisión de información de campo SCADA.



CIB-ESPOL

#### 6.4.5 Descripción de Dispositivos Medición de la Unidad LACT

##### Transmisores e Indicadores

En Casa Bomba, los transmisores e indicadores que serán utilizados en la Unidad LACT deberán ser confiables y precisos, así como en el resto del sistema automatizado de producción. Los transmisores enviarán una señal, la misma que será registrada en la cabina de control de Casa Bomba. Esta información será utilizada en cálculos de las cantidades de fluido producido, esencialmente, el volumen neto de petróleo producido por parte de la computadora digital que se encuentra dentro de la cabina de control.

Así mismo, los indicadores de presión y temperatura de la Unidad son de fácil manejo y mantenimiento. El transmisor e indicador de temperatura estarán ubicados en el patín de la Unidad LACT, al igual que el transmisor e indicador de presión. Tanto el transmisor como el indicador de temperatura deben ser instalados de tal manera que una válvula permite su revisión y posterior calibración.

El transmisor de temperatura de la Unidad LACT necesario para ser implementado en Casa Bomba tendrá las siguientes especificaciones: TT301- SMART TEMPERATURE TRANSMITTER 4-20mA + HART. Lo mismo que es interpretado de la siguiente manera: transmisor inteligente que opera con corriente desde 4 a 20 mA; posee un indicador local y digital; además por el hecho de ser parte de un sistema automatizado posee un sensor y

conexiones electrónicas. Parte del sensor es un termómetro de bulbo modelo: 30EL 60E 040 0 /250 grados F y grados centígrados XSG. Esto es interpretado de la siguiente manera: termómetro analógico que mide rangos de temperatura desde 0 a 250 °F (-17,8 a 121,11 °C); el mismo que por medio de un sensor se comunica al transmisor y así sucesivamente, para las respectivas correcciones del volumen con respecto a la temperatura.

De manera similar, el transmisor de presión de la Unidad LACT, tendrá las siguientes especificaciones: Transmisor de presión (SMAR) Range 62,5:2500 Kpa (9:360psi) Lo mismo que es interpretado de la siguiente manera: transmisor inteligente automático, con rango de medición entre 9 y 360 PSI (62,5 a 2 500 kPa). Además posee un indicador digital y conexiones electrónicas. También un sistema sensor tipo tubo bourdon. Como parte complementaria y necesaria el sistema de medición de presión posee un manómetro con la siguiente especificación: Manómetro ASCROFT modelo: 45 1279SS 04L XLL XNH XSG CD1 XAJ. Lo mismo que es interpretado de la siguiente manera: manómetro digital con rango de operación entre 0 y 300 PSI (0 y 2,07 MPa); con conexiones electrónicas; amortiguación dinámica de vibraciones; visor de vidrio laminado y Exactitud 0,5 % del rango total.

#### **6.4.6 Descripción de Accesorios de la Unidad LACT**

##### **Strainer (Filtro desgasificador F-007)**

Los filtros utilizados en las Unidades LACT generalmente son de tipo canasta en línea. Los filtros de canasta pueden equiparse con tapas de apertura rápida o la tapa puede ser una brida ciega. Así mismo, indicadores y/o interruptores de presión diferencial pueden ser instalados a través del filtro de canasta para transmitir señales por medio del sistema SCADA y ser registrados en el computador digital. Este dispositivo funciona de tal manera que un eliminador de aire es instalado en la parte superior de la tapa, para evitar que aire o gas se ventee cuando esté arrancando (llenando) el sistema. El material de la canasta del filtro puede estar hecho de acero al carbón o de acero inoxidable, con orificios de 1/8" (3,175 mm) y de distancia entre ellos de 3/16" (4,76 mm). Si el proceso de producción lo amerita, se puede colocar una malla de alambre dentro de la canasta, en calibres mesh de 20 a 325.

Así en Casa Bomba, como parte fundamental para el óptimo funcionamiento de la Unidad LACT, antes del medidor de flujo de desplazamiento positivo "Smith meter", habrá un filtro Strainer con desgasificador para ventear todo el gas que tenga el crudo que posteriormente seguiría su flujo de corriente para ser medido por la Unidad LACT.

Así como accesorio para la Unidad LACT de Casa Bomba, este filtro tendrá un diámetro de 4" (101.6 mm); con bridas ANSI 150#. Como se mencionó anteriormente, este Strainer es de tipo canasta, así para la producción de petróleo del Campo Gustavo Galindo V., será preciso incorporar en él, una malla con calibre mesh 40, como un dispositivo extra para evitar la entrada de partículas de gas o aire en la corriente de petróleo. Con el uso de esta malla se evitará la medición incorrecta de petróleo producido, así como el daño a los equipos de la Unidad LACT y de diferentes equipos de Casa Bomba.

### **Válvulas de seguridad**

Las válvulas de seguridad, comúnmente llamadas válvulas de control de flujo, son instaladas después del medidor de desplazamiento positivo y conectadas al probador para mantener una contrapresión sobre el líquido en el medidor y el sistema del probador. Se puede utilizar también una válvula de control de flujo para mantener y balancear la tasa de producción de petróleo.

Cuando el probador es puesto en línea o sacado de línea de la Unidad LACT o cuando el nivel del tanque que alimenta la bomba de carga cambia, se experimenta un cambio en la tasa de flujo de petróleo.

Pero en la Unidad LACT de Casa Bomba para evitar este fenómeno y consecuentemente caída de presión en el sistema se utilizarán válvulas de control de flujo para mantener el flujo constante. En la figura 6-19 se muestra una de las válvulas de contrapresión de la Unidad LACT, la misma que posee un vástago en su parte superior, lo que la hace ser reconocida fácilmente.

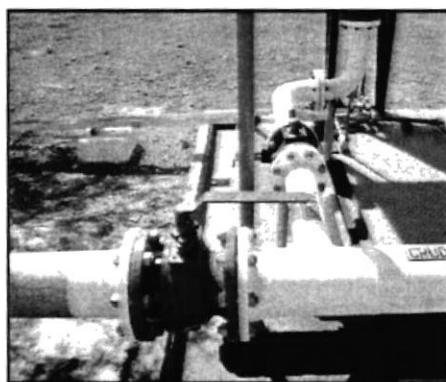


**Figura 6-19:** Válvulas de contra presión

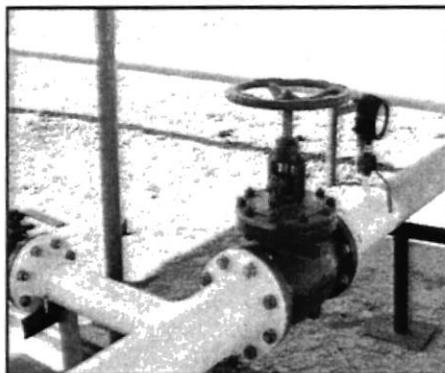
### **Válvulas en la línea principal de la Unidad LACT**

En el tren principal de la Unidad LACT del Casa Bomba se utilizarán también dos tipos de válvula fundamentales para el funcionamiento óptimo de la Unidad. Estas son de tipo check y de bloqueo. Las válvulas check se utilizarán en la descarga del tren de la Unidad LACT, con el fin de asegurar de que ninguna cantidad de fluido entre al sistema de medición en sentido inverso. Mientras que las de bloqueo, son válvulas que se utilizarán para permitir o bloquear el paso del fluido de producción, en nuestro caso, petróleo crudo.

En la línea principal se requerirá de válvulas de bola de 4" (101.6 mm) y una válvula check de 4" (101.6 mm), la primera para regular el flujo de crudo y la segunda para impedir que el flujo cambie su dirección de transferencia hacia la Refinería La Libertad. En la figura 6-20 y figura 6-21 se indican las válvulas en mención.



**Figura 6-20:** Válvula en la línea principal de la Unidad LACT

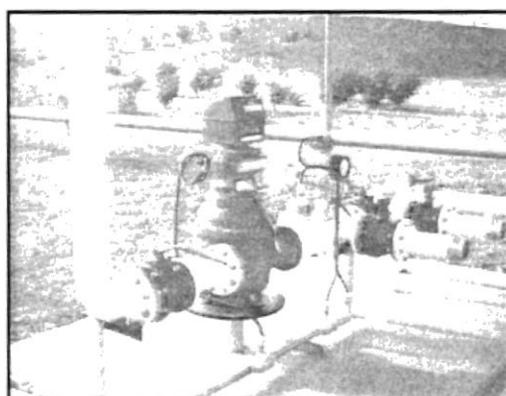


**Figura 6-21:** Válvula control de flujo de la Unidad LACT

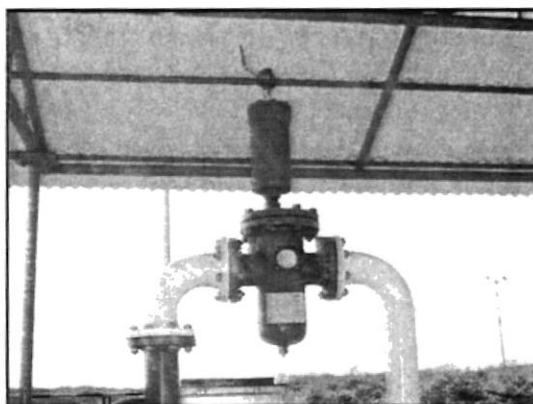
#### **6.4.7 Descripción de Tubería y Conexiones de la Unidad LACT**

##### **Tubería para encaminar horizontal y verticalmente el petróleo producido**

Casi en su totalidad la dirección de las tuberías que se requerirán para la Unidad LACT de Casa Bomba serán de tipo horizontal. Pero para las tuberías de proceso para el muestrador y monitor de BSW serán verticales. Con este tipo de direccionamiento vertical se evita que el fluido producido se estratifique fácilmente. Es decir si el petróleo emulsionado que se produce pasa a través de estas tuberías verticales se evita que se separe tan rápidamente. En la figura 6-22 y figura 6-23 se indican los tramos o conexiones verticales de tubería requeridos en la unidad de medición según su aplicación antes mencionada.



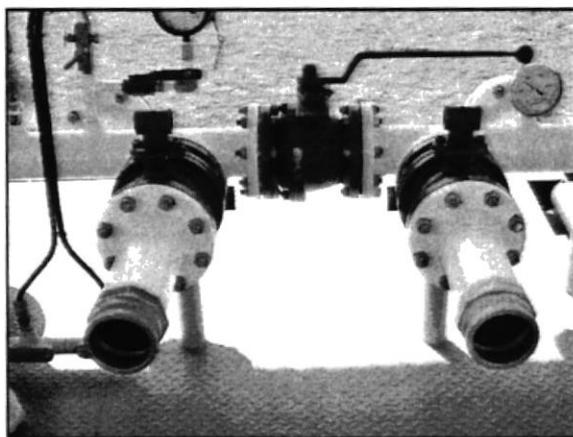
**Figura 6-22:** Tramos verticales y horizontales de tubería en la Unidad LACT



**Figura 6-23:** Tramos verticales de tubería para el monitor de BSW y filtro en la Unidad LACT

### **Conexiones del Probador**

Todas las configuraciones de Unidades LACT incluyen conexiones para probador. Estas conexiones, aguas arriba y aguas debajo de la válvula de bloqueo y purga, la última quien estará ubicada a bajo del medidor de desplazamiento positivo, en el caso de la Unidad LACT de Casa Bomba, se utilizará para desviar el flujo al probador. Estas válvulas pueden ser de paso completo o de paso reducido. Se debe tener cuidado de no causar una alta caída de presión cuando el flujo está siendo desviado al probador durante la calibración del medidor de flujo. En la figura 6-24 se muestran las conexiones para el tubo probador, el mismo que será utilizado para operaciones de calibración de la unidad.



**Figura 6-24:** Conexiones para tubo probador durante la calibración del medidor de flujo de desplazamiento positivo Medidor Smith

## Bridas

Las bridas requeridas como accesorio y conexión de equipos de la Unidad LACT de Casa Bomba serán de acero forjado de cara levantada (Bridas RF). Estas bridas de cara levantada facilitan el mantenimiento de los componentes de la Unidad LACT, y proporcionan un sello bien ajustado y libre de fugas de petróleo crudo.

Entre las especificaciones de las bridas que serán accesorios importantes en la Unidad LACT de Casa Bomba son: Brida WN RF 4" (101,6 mm) CL 150; Brida WN RF 6" (152,4 mm) CL 150; Brida ciega 4" (101,6 mm) ANSI 150 RF; Brida ciega 6" (152,4 mm) ANSI 150 RF.

De acuerdo a la norma de especificación ANSI B 16.5, se lista en la tabla 6-1 y tabla 6-2 los rangos de presión y temperatura para las bridas. El máximo rango de presión es aplicable para bridas nuevas.

**Tabla 6-1:** Rango de presión para bridas de acero, según servicio en la producción de petróleo crudo

NOTA: el símbolo de numeral representa el rango de presión en PSIG

(Rango de Temperatura de servicio entre -20°F a 100°F)				
Clase	Servicio	Material	Rating	Presión de diseño (psig)
F	Petróleo crudo y refinados (excepto GLP)	Acero al carbón	150 #	285
G	Petróleo crudo y refinados	Acero al carbón	300 #	740
H	Petróleo crudo y refinados	Acero al carbón	600 #	1480
I	Petróleo crudo y refinados	Acero al carbón	900 #	2220
K	Agua potable, aire de servicios y de instrumentos	Acero al carbón	150 #	285
L	Agua y espuma contra incendio	Acero al carbón	150 #	285

FUENTE: TEUSACA S.A.

**Tabla 6-2:** Rango de presión con relación presión-temperatura de la norma ANSI B 16.5

NOTA: Todas las presiones son en libras por pulgada cuadrada manométrica

SERVICE TEMPERATURE Deg F	CARBON STEEL PRESSURE TEMPERATURE RATINGS							
	150	300	400	600	900	1500	2500	
-20 a	100	285	740	990	1480	2220	3705	6170
	200	260	675	900	1350	2025	3375	5625
	300	230	655	875	1315	1970	3280	5470
	400	200	635	845	1270	1900	3170	5280
	500	170	600	800	1200	1795	2995	4990
	600	140	550	730	1095	1640	2735	4560
	650	125	535	715	1075	1610	2685	4475
	700	110	535	710	1065	1600	2665	4440
	750	95	505	670	1010	1510	2520	4200
	800	80	410	550	825	1235	2060	3430
	850	65	270	355	535	805	1340	2230
	900	50	170	230	345	515	860	1430
	950	35	105	140	205	310	515	860
	1000	20	50	70	105	155	260	430

(1) Carbon steel flanges should not be used for applications requiring prolonged exposure to temperatures above 800°F due to the possibility of graphitization.

(2) When shock resulting from sudden stoppage of flow is expected, the shock pressure may be safely approximated by multiplying the velocity of flow through the line in feet per second by the factor 60. The sum of the normal line pressure plus the shock pressure thus calculated should be used to determine the appropriate pressure class of flange.

FUENTE: TEUSACA S.A.

### Patín de fabricación estructural

El patín fabricado para montar los componentes de la Unidad LACT de Casa Bomba será de acero estructural. Suministrado de los garres para permitir una fácil movilización del equipo.

Se pueden suministrar a la Unidad como medida de seguridad ambiental y operacional, rejillas para los pasillos; así como recipientes para el goteo de fluido de producción, los mismos que deben ser canalizados y drenados, en caso de cualquier fuga.

### Recubrimiento Protector

Todas las superficies de acero sin pintura, deberán recibir un servicio de limpieza con chorros de arena (Sandblasting), y posteriormente ser recubiertas con un tipo de pintura especial dependiendo del servicio que preste el equipo.

## 7 TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN DE CAMPO

Para la automatización de la estación de producción de crudo del Campo Gustavo Galindo y específicamente para la implementación de la Unidad LACT será preciso mucha más tecnología para el control y registro de datos de producción; esto se logrará utilizando un Sistema de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA).

El SCADA es el nombre común aplicado a un sistema automatizado manejado por computador, utilizado en las operaciones de producción de petróleo y/o gas. Entre sus funciones básicas se incluyen reportes de estado y/ alarma en la estación de producción, reportes de volumen de producción acumulada, prueba y control de pozos, etc. Este sistema varía desde aplicaciones en campos de petróleo pequeños con unos pocos pozos, a campos con miles de pozos.



CIB-ESPOL

### 7.1 FUNCIONAMIENTO DEL SCADA

Los sistemas SCADA están conectados directamente a la instrumentación y dispositivos de control de equipos utilizados en la producción eficaz de petróleo y/o gas. Este tipo de sistema proporciona un acceso oportuno y continuo a la información operacional medida por la instrumentación. Algunos sistemas SCADA se especializan en la recolección de datos de producción para así el personal que opera la estación de producción se informe de lo que sucede en los procesos de producción de hidrocarburos y decida actuar; mientras que otros sistemas al detectar los niveles de alarma de la estación de producción, analizan lógicamente la situación e inician operaciones directamente. Los Sistemas SCADA pueden orientarse principalmente a las necesidades del personal que opera, o ellos pueden ser multiusos, manteniendo funciones en la producción, la contabilidad, ingeniería y grupos de dirección de diferentes operaciones.

SCADA es una extensión lógica de automatización en la secuencia del proceso de producción de petróleo desde su medición manual (Medición Estática de Hidrocarburos Líquidos), a la implementación de una Unidad LACT. SCADA proporciona la habilidad de obtener la información operacional oportuna para la optimización de las funciones del proceso de producción de petróleo en la estación de producción automatizada. Un ejemplo muy común para demostrar la utilidad de la transmisión de información del sistema SCADA, sucede cuando un compresor reduce la capacidad de procesamiento de gas de un campo productor de petróleo, entonces la información de prueba de pozos, proporcionada por SCADA y sus funciones automáticas permiten cerrar pozos con GOR alto y además

reduce la tasa de producción de otros pozos. En general, la información operacional oportuna y exacta proporcionada por el SCADA puede ser perfectamente utilizada para optimizar el rendimiento del equipo existente y minimizar las posibilidades de parar todo un sistema de producción.

La automatización en procesos de producción de petróleo y gas continuará evolucionando como herramientas adicionales en la industria de la producción de hidrocarburos, con el fin de optimizar operaciones e incrementar las ganancias. La mayoría de los adelantos tomarán la forma de mejoras en los dispositivos existentes; de nuevos dispositivos con la capacidad para reemplazar el equipo antiguo u obsoleto, y de nuevos dispositivos con nuevas características y funciones aplicables al proceso de la producción de hidrocarburos. La mayoría de la instrumentación básica y equipos de control, principalmente de tipo neumático han usado durante años en la producción de petróleo y gas y continuará siendo aplicable. Pero la aplicación de la automatización reforzada será primordial y casi obligatoria para aumentar la capacidad productora de equipos, aprovechar al máximo las bondades de la tecnología de esta magnífica industria y por defecto reducir pérdidas.

## 7.2 ESTACIÓN SCADA

La estación SCADA del Campo Gustavo Galindo V. consistirá básicamente de los siguientes elementos: Equipo de control y de adquisición de datos de producción, instrumentación de campo y sistema de cableado, estación de comunicación y un sistema digital computarizado.

- ✓ **Equipo SCADA - Equipo de control y adquisición de datos de producción.-** Este equipo funcionará para interconectar el sistema digital computarizado, la instrumentación y dispositivos de control que son utilizados en el proceso de producción de petróleo del Campo Gustavo Galindo V.
- ✓ **Instrumentación de campo y sistema de cableado.-** Cuando la instrumentación de la estación de producción tiene una conexión eléctrica directa, como es el caso del sistema SCADA, se requerirá la conversión del sistema de control y activación de neumático a electrónico. En Casa Bomba la automatización ya se ha iniciado, en cuanto a medidores de flujo; indicadores de presión, temperatura, tanques, etc.; faltando aún ciertas áreas complementarias. Partiendo de esta base, será fundamental que los dispositivos, equipos e instrumentación de Casa Bomba posean lo siguiente:

- Los medidores de líquidos necesitarán de switches que se activen de manera electrónica, para indicar como por ejemplo el incremento de la producción de petróleo, mediante la transmisión de información por medio del SCADA.
  - Parámetros como presión, temperatura, tasas de flujo (tasa de producción) y otros parámetros similares serán censados por el sistema de registro como una señal analógica proveniente de los transductores electrónicos. Los transductores de presión, temperatura, flujo, etc. operarán con rangos de corriente que van desde 1 a 5 mA, 4 a 20 mA y 10 a 50 mA; rangos que serán procesados por el sistema de control.
  - Los cables serán utilizados para conectar el sistema de control y registro con la instrumentación y dispositivos de control que operarán en la estación de producción de Casa Bomba. El cableado consistirá de una serie de cables de cobre con aislamiento son hechos de cobre individualmente, como los que normalmente se usan para el servicio de telefonía comercial. Usualmente y por recomendación los cables se enterrarán principalmente para minimizar la probabilidad de daño mecánico, la intrusión del ruido eléctrica y posibles accidentes en superficie. Las longitudes del cableado serán controladas por las relaciones del costo entre instalar más unidades de control situadas a grandes distancias de la estación de producción y la cantidad de cable requeridas para la interconexión entre ellas.
  - La implementación de radiocomunicación entre el sistema de control y registro y la estación de producción de crudo de un campo reducirá sustancialmente el costo del cableado. Esta técnica podrá usar una estación de radio master en donde registra, almacena y transfiere la información al sistema de control y registro y simultáneamente a la computadora digital del SCADA.
  - Cualquier daño al aislamiento del cableado e instrumentación de campo, alterará la veracidad y exactitud de la información transferida a la computadora digital. Por lo tanto es necesario un mantenimiento adecuado y constante del sistema de cableado, así como de sus terminales.
- ✓ **Estación de comunicación.**- El sistema SCADA para Casa Bomba, deberá poseer una estación de comunicación para conectar los adaptadores de comunicación en la computadora digital que se encuentra en la cabina; todos ellos con el propósito de la automatización del sistema de medición de crudo del Campo Gustavo Galindo V. Los

datos de producción del campo serán transmitidos a través de los circuitos de comunicación con el soporte de módems. Los módems son dispositivos electrónicos capaces de convertir voltaje o corriente, transferidos a través del adaptador de comunicación, en señales analógicas como presión, flujo y temperatura, las mismas que son transmitidas desde los sensores de medición por medio del circuito de comunicación asociado a la estación de producción.

Un módem, similar al anteriormente descrito, será usado en el sistema de control y registro, el cual recibirá las señales analógicas y las convertirá en voltaje o corriente para así ser compatible con el circuito del sistema y trabajar con la computadora digital.

Si se requiere mayor capacidad de comunicación sería necesario utilizar módems más complejos y circuitos de comunicación de alta calidad, en el caso de que el proceso de producción que está siendo monitoreado requiera de respuestas de medición más complejas.

Los problemas que se presentaran dentro de los circuitos de comunicación podrán ser detectados fácilmente por la computadora digital ubicada en la cabina de control, mediante pruebas en la estación de producción. De esta manera se podrán determinar las conexiones que podrían estar causando problemas en el sistema SCADA.

- ✓ **Sistema digital computarizado.-** La computadora digital utilizada para el control de procesos y registro de datos en la cabina de Casa Bomba, contará con un software con un mando de ejecución de programa, compatible con el sistema SCADA. El sistema operador de la computadora digital del SCADA del Campo Gustavo Galindo V., estará diseñado para recuperarse automáticamente de los funcionamientos defectuosos de los programas utilizados para de esta forma minimizar las necesidades de reparación de la computadora si fuere el caso, logrando así operar y controlar de manera continua la estación de producción con el sistema SCADA.

En la antigüedad, alrededor de los años 1950, las computadoras de control de procesos presentaban limitaciones en cuanto a capacidad de memoria del disco duro. Hoy en la actualidad este tipo de computadores inteligentes están diseñados fielmente para suplir de sobra las necesidades de control de procesos grandes y sofisticados como el SCADA. Y los cambios y mejoras de compañías de servicios de software especializadas en este tipo de aplicaciones para la industria petrolera siguen innovando

en mejoras de este sistema SCADA de control de procesos para la facilidad de manejo y optimización de los mismos.

### **7.3 ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE CONTROL**

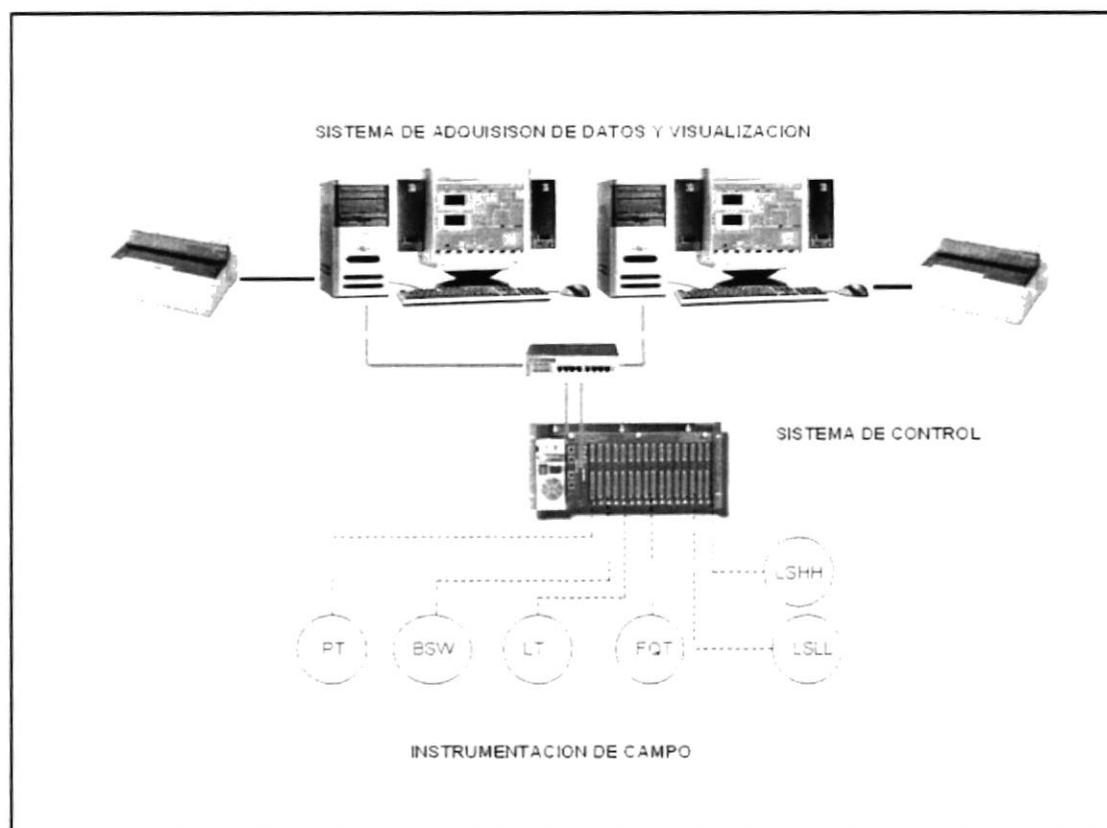
La arquitectura del sistema SCADA tendrá las siguientes consideraciones:

Se instalarán dos estaciones de monitoreo para la visualización del proceso. Entendiéndose como estaciones de monitoreo lo siguiente:

- CPU Pentium IV 2.8GHz, disco duro de: 80GB, Ram: 512MB, de marca HP ó Quantum
- Monitores planos de 17"
- Software Microsoft Windows (Windows 2000 ó XP) en que funcione el software RTP Net Suite
- Microsoft Office Excel y Microsoft Office Word

También se instalará una impresora matricial para el reporte de alarmas. Se instalará una impresora láser para el reporte de volúmenes transferidos, medición del BSW, niveles de tanques etc. Se instalará un switch industrial para la comunicación entre HCS y Estaciones de monitoreo.

En la figura 7-1 se indica un diagrama de cómo será la arquitectura para el funcionamiento del sistema de control SCADA, el mismo que será controlado principalmente desde la cabina de control de Casa Bomba.



**Figura 7-1:** Diagrama del sistema de control para Casa Bomba

#### 7.4 PROGRAMACIÓN DEL RTP

La variable que estará encargada de controlar el envío de información desde el RTP DDE hasta el Excel será llamada control\_1. La variable control\_1 será comandada por el transmisor de presión PT-001(descarga de Bomba P-001). Así por ejemplo un caso sería que, si la presión de descarga sube de 5 PSI eso equivaldrá a que la variable control\_1 sea igual a 0, y si la presión es menor a 5 PSI eso equivaldrá a que la variable control\_1 sea igual a 1.

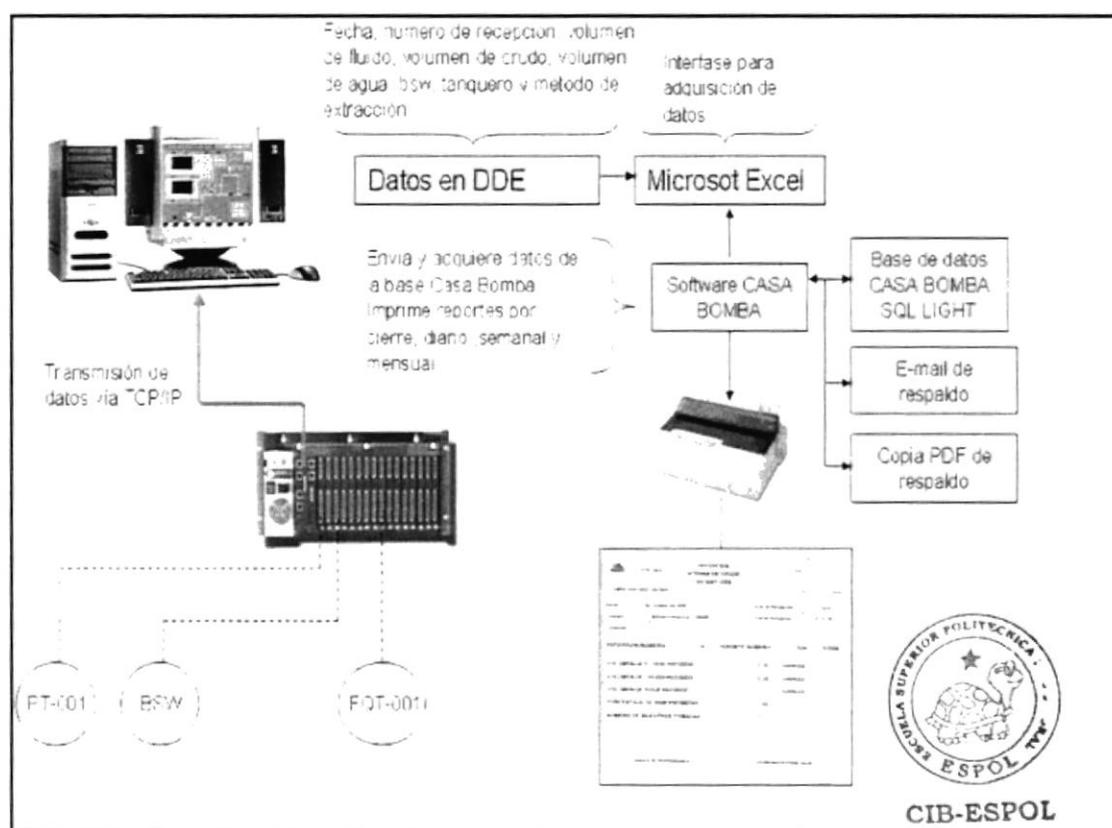
Cuando la variable control\_1 sea igual a 0, ésto indicará que la bomba P-001 se ha prendido y que el sistema esta adquiriendo los datos de volumen y BSW.

Cuando la variable control\_1 sea igual a 1, entonces la aplicación de RTP enviará los datos adquiridos al RTP DDE y este a su vez a un documento en Excel. La aplicación en Visual Fox Pro recogerá la información desde el Excel y lo enviará a la base de datos. Al finalizar cada recepción se imprimirá automáticamente una hoja de recepción, se enviará

un e-mail con la información de recepción y se guardará una copia en formato pdf en una carpeta de respaldos.

Como parte del proyecto Casa Bomba – PACIFPETROL, se incorporará un aplicativo que actúe recolectando los datos enviados por el Controlador RTP, a la estación del sistema SCADA desde la cual la operación de Casa Bomba se realizará. Estos datos estarán disponibles vía el componente RTP DDE del Soft RTP Net Suite. Los datos se colectarán, se imprimirán, y se los almacenará en una base de datos.

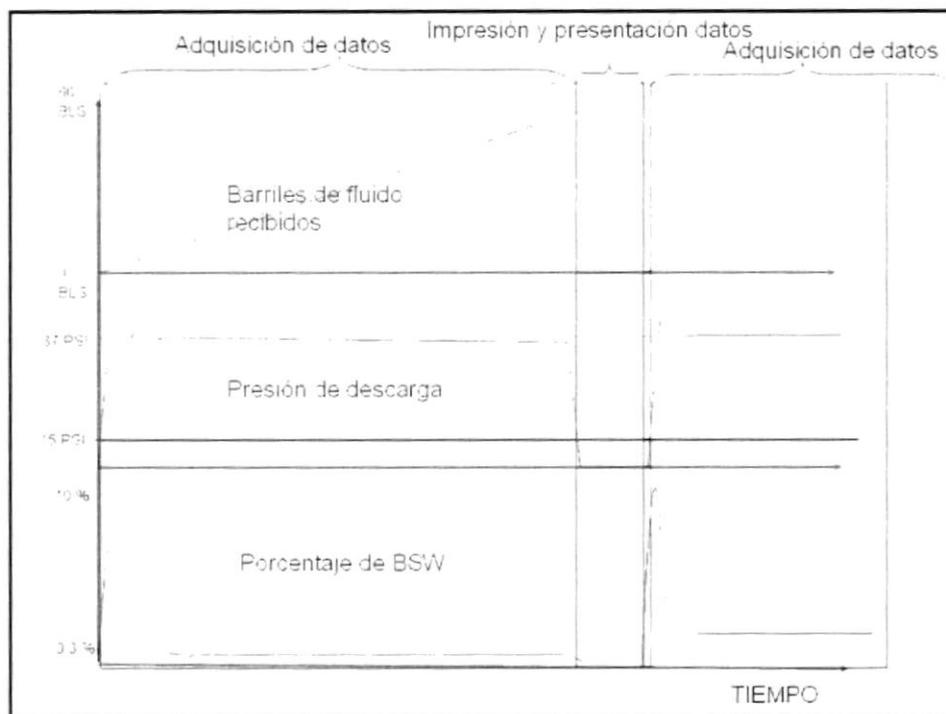
En la figura 7-2 se indica el diagrama de funcionamiento del sistema SCADA, para el control y registro de las operaciones de producción y transferencia de petróleo crudo del Campo Gustavo Galindo Velasco.



**Figura 7-2:** Diagrama de funcionamiento del sistema RTP de transmisión de datos

En el figura 7-3 se muestra el desempeño esperado del sistema SCADA. Aquí se observan varios ejemplos de lo que será la operación de adquisición y registro de datos de

producción de manera simultánea. Es decir mientras se envíe la orden de impresión y envío de reportes desde el sistema, éste no cesará en sus funciones de registro de características del fluido producido, presión de descarga desde tanques de almacenamiento, etc.



**Figura 7-3:** Visualización gráfica de adquisición de datos de producción de petróleo crudo, por parte del sistema SCADA

### 7.5 ARRANQUE REMOTO DE BOMBAS

Se realizará el arranque remoto, desde el sistema SCADA, de las siguientes bombas:

- P-001
- P-002A
- P-002B
- P-003
- P-004A

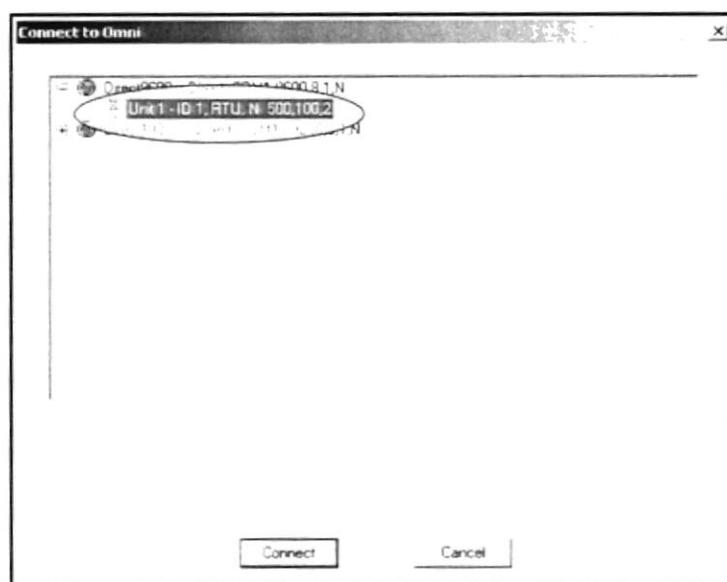
Los cables para las bombas P-001, P-002A/B, P-003 ya se instalaron en la primera etapa de automatización de la estación de producción de crudo de Casa Bomba.

El arranque para la bomba P-004A se la hará mediante un softstarter que será instalado por PACIFPETROL en los próximos meses. este softstarter tiene la entrada respectiva para ser

accionada remotamente desde el SCADA. Adicionalmente el sistema de control detectará el estado ON/OFF de la bomba.

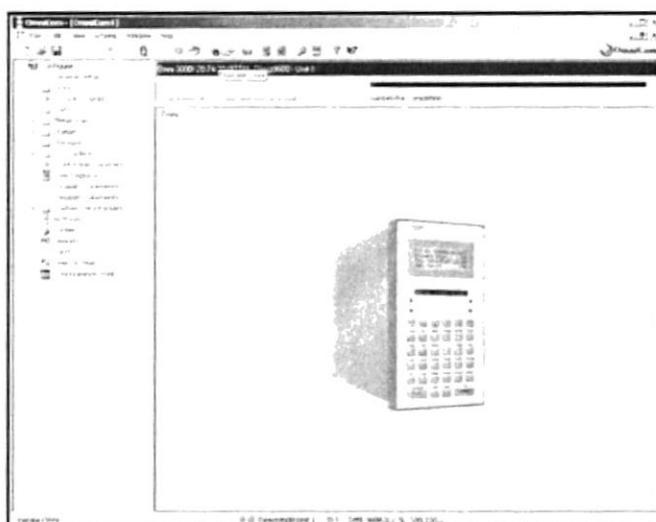
## 7.6 PANTALLAS DE FUNCIONAMIENTO DEI COMPUTADOR DE FLUJO DE PETRÓLEO NETO

- Desde el la computadora digital ubicada en la cabina principal de Casa Bomba se podrá acceder a la computadora de flujo de petróleo instalada en la Unidad LACT, como se muestra en la figura 7-4.



**Figura 7-4:** Paso 1 para conectarse desde la computadora digital a la computadora de flujo de la Unidad LACT

- Una vez iniciada la sesión de control de la computadora de flujo de la Unidad LACT, será posible acceder a su pantalla principal y verla tal cual como si se estuviera en la estación de producción de Casa Bomba. Pudiendo así ver la producción bruta acumulativa del Campo Gustavo Galindo V.; la tasa de producción en tiempo real; la densidad, temperatura, presión y gravedad API del crudo. Es decir cantidad y calidad del petróleo producido, como se muestra en la figura 7-5 y figura 7-6.



**Figura 7-5:** Paso 2 Acceso a la pantalla principal de la computadora de flujo de la Unidad LACT



**Figura 7-6:** Visualización de los datos en tiempo real que aparecen en la pantalla de la computadora de flujo de la unidad LACT

- También se visualizará la información antes mencionada en forma de reporte, según sea la información que se requiera. Tal y como se muestran las opciones en la figura 7-7.

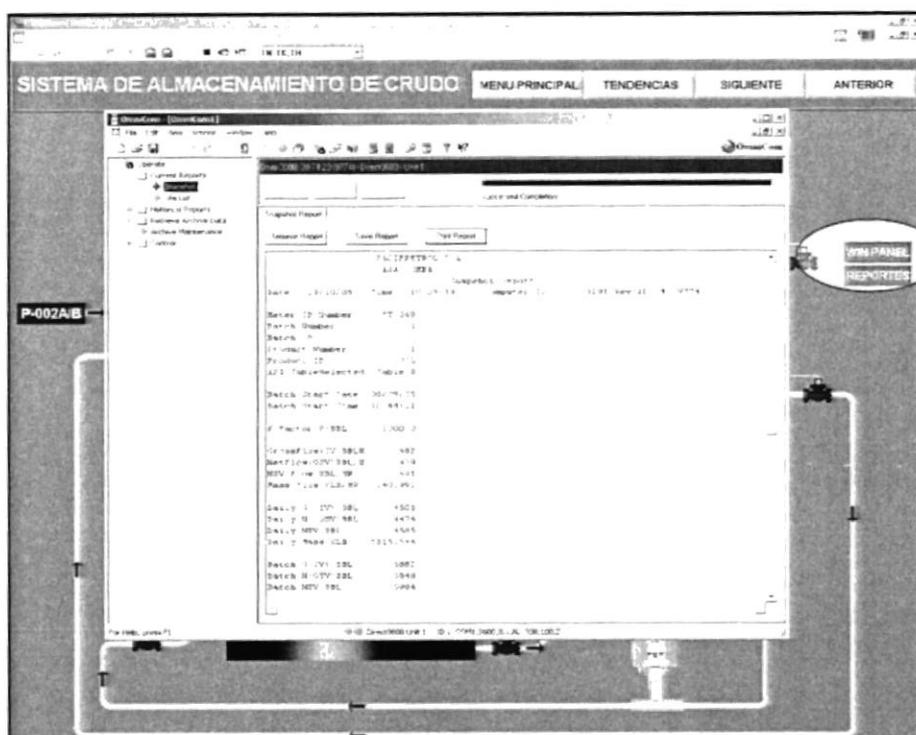


Figura 7-7: Paso 3 Escoger el formato de la información requerida

- Se presentarán varias opciones de destino de la información, como impresión, o envío por mail al Departamento de Ingeniería de Producción de la compañía operadora del campo. Ésto podrá ser visualizado como se muestra en la figura 7-8.

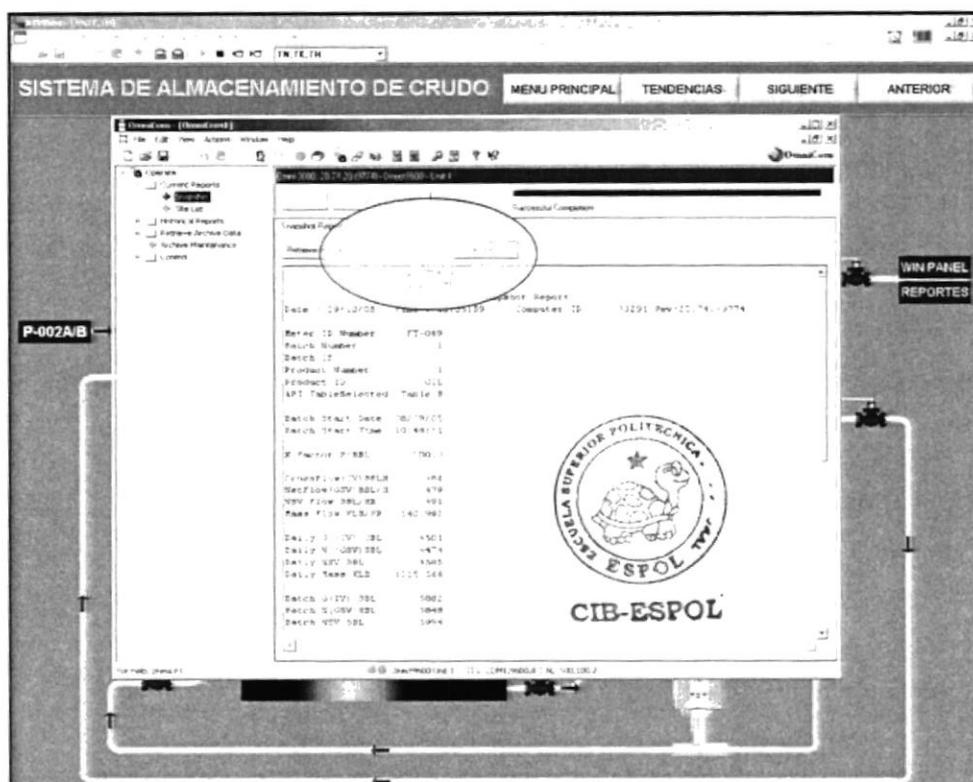


Figura 7-8: Paso 4 Opciones de destino de la información de producción del campo

- Finalmente aquí la parte final de reporte tal cual sin manipulación de datos, como se muestra en la figura 7-9.

Batch G (IV) BBL	5882
Batch N (GSV) BBL	5848
Batch NSV BBL	5994
Batch Mass KLB	1719.728
Cum. G (IV) BBL	5882
Cum. N (GSV) BBL	5848
Cum. NSV BBL	5994
Cum. Mass KLB	1719.728
Temperature Deg.F	74.7
Pressure PSIG	151.1
Unfactored GM/CC	.3000
DensityCorr.Factor	.30000
gm/cc@Densitometer	.3000
gm/cc @Meter	.8339
Density T Deg.F	.0
Density Pres PSIG	.0
Flowing Sp. Gr.	.3000
Flowing API	.0
Sp. Gr. 860 Deg.F	.8398*
API @ 60 Deg.F	37.3*
AS4W	-2.498
CSW	1.02498
VCF	.3931
CPL	1.3008
Meter Factor	1.3000
MF UsedInNet (GSV)	YES

**Figura 7-9:** Paso 5 Reporte final de transferencia a la Refinería La Libertad

## 7.7 OTRAS APLICACIONES DEL SCADA EN CASA BOMBA

Por medio del sistema de control y registro de datos de la estación de producción de Casa Bomba, SCADA, no sólo se podrá trabajar en conjunto con la Unidad LACT, sino que se podrá acceder también a más datos como los que nos brindan la producción almacenada en tanques de almacenamiento, separadores de producción, niveles de fluido entre otras cosas. Todo esto podrá ser visualizado desde la computadora digital ubicada en la cabina de control de Casa Bomba, mediante pantallas en tiempo real y gráficos de tendencias de producción, como se muestran en la figura 7-10, figura 7-11 y figura 7-12.

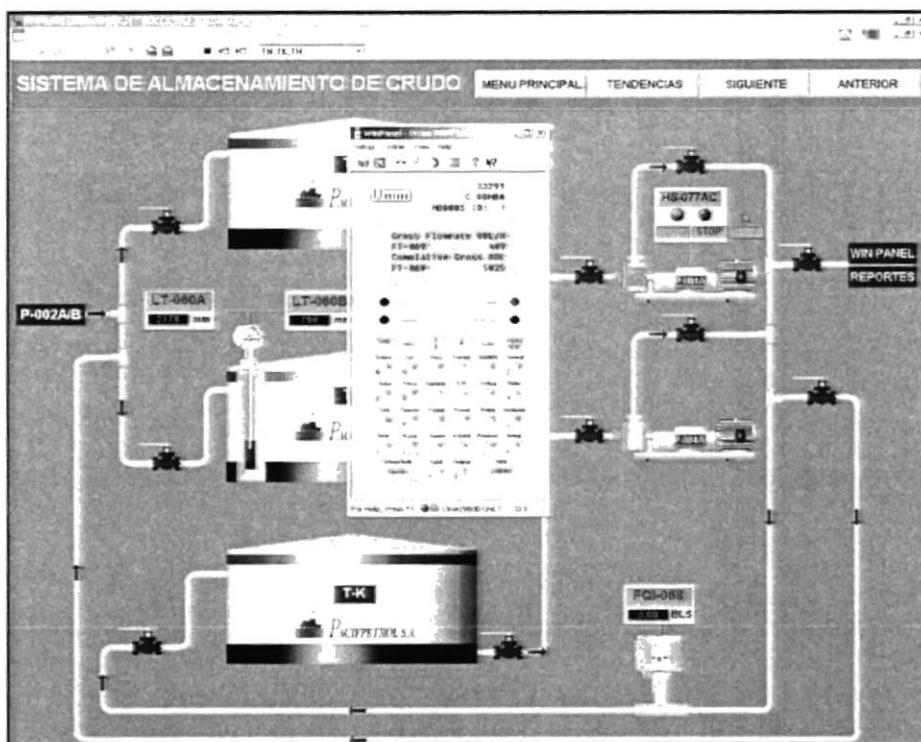


Figura 7-10: Pantallas del sistema de almacenamiento de crudo, con acceso a la computadora de flujo de petróleo neto

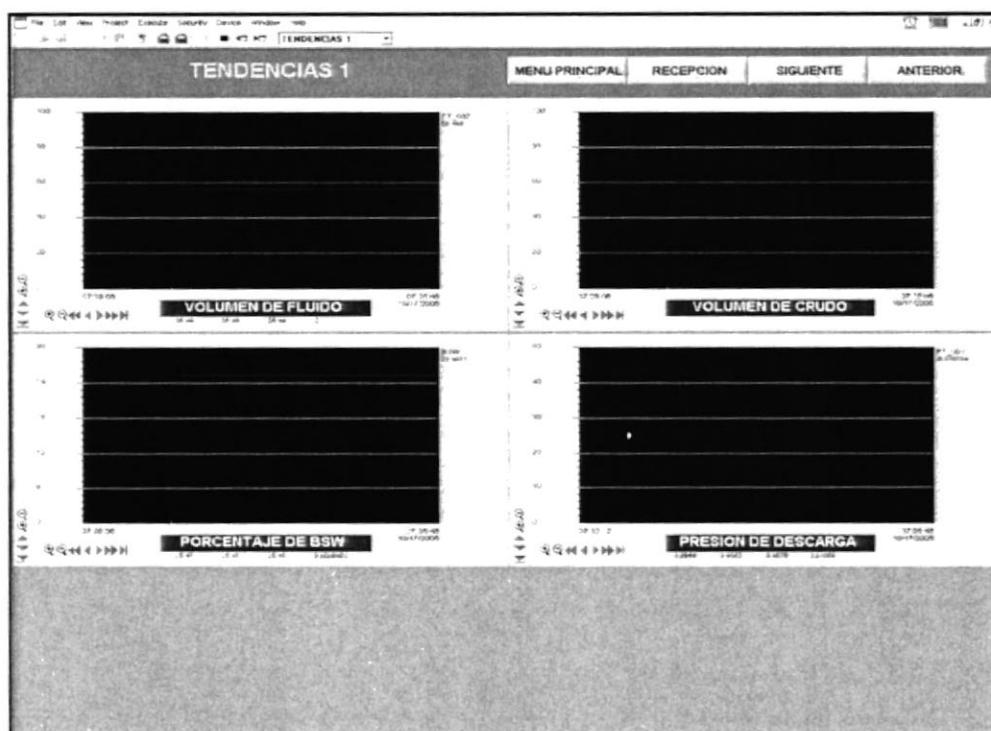


Figura 7-11: Tendencias de producción de petróleo crudo

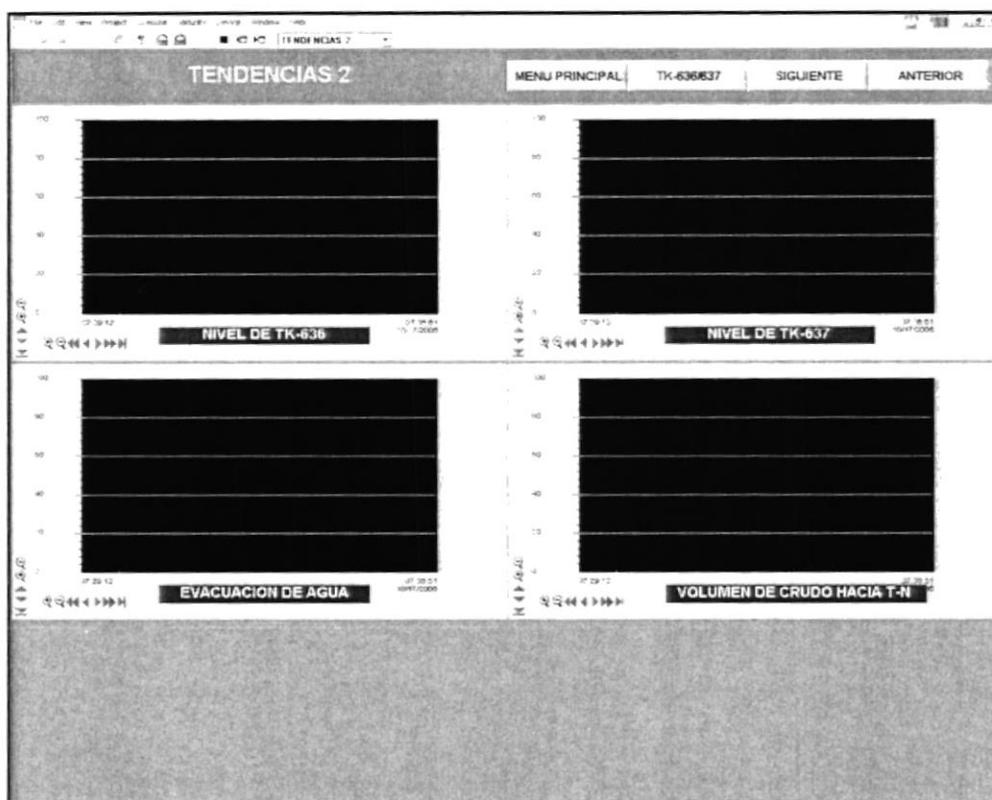


Figura 7-12: Tendencias de niveles de tanques de almacenamiento de petróleo crudo



CIB-ESPOL

## **8 NORMAS y PROCEDIMIENTOS DE CALIBRACIÓN, PROCEDIMIENTOS DE MEDICIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD LACT**

### **8.1 NORMAS DE CALIBRACIÓN DE MEDIDORES**

Tal como se explicó anteriormente la (s) Unidad (es) LACT (Lease Automatic Custody Transfer): es un conjunto de equipos y accesorios especiales para medir y registrar automáticamente la transferencia de custodia por concesión de los volúmenes, en barriles, de petróleo crudo producido en los diferentes campos u operaciones de producción, así como de los volúmenes de hidrocarburos provenientes de instalaciones industriales anexas, para luego ser transportados por el oleoducto principal hacia refinerías. Esta unidad está constituida por el banco de medidores, toma muestras y probadores de medidores diseñados, instalados y equipados de conformidad con las normas API SPEC 11N, API 2502.

Las calibraciones de los medidores instalados en las unidades LACT son de responsabilidad exclusiva de cada uno de los usuarios y/u operadoras petroleras, las cuales se realizarán antes del uso y posteriormente dos veces al mes (Recomendable los días 1 y 16), dependiendo del tipo de crudo producido y cuando sea necesario por funcionamiento defectuoso de las mismas. Las calibraciones son realizadas por compañías inspectoras independientes de servicios cualificadas y bajo supervisión de la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ecuador (DNH). Para la Unidad LACT del Campo Gustavo Galindo V. se planea realizar la calibración cada 2 meses, dado a que se produce un crudo liviano de 37 °API; pero la decisión depende de la DNH.

#### **8.1.1 Factor del Medidor con Probador (Meter Factor - MF)**

La calibración de un medidor con probadores es un procedimiento mediante el cual se determina la exactitud de un medidor con líquido ó con gas. Normalmente se aplica a medidores de desplazamiento positivo y de turbina, tanto para líquidos como para gases, porque tienen lecturas directas. El volumen indicado por el medidor se compara con un volumen conocido ó con un medidor maestro para obtener un factor de corrección del medidor. El factor de calibración del medidor es un número adimensional para ajustar la inexactitud del medidor al compararlo con el patrón volumétrico del probador. Se define

como relación del volumen estándar del probador y el volumen a condiciones estándar del medidor. Así:

$$\text{Factor del Medidor (MF)} = \frac{\text{Volumen estándar del probador}}{\text{Volumen estándar del medidor}}$$

$$MF = \frac{V_{SP}}{V_{SM}}$$

La mayoría de las operaciones de calibración con probadores realizadas en el campo se efectúan con probadores bidireccionales: esto es, midiendo flujo ininterrumpido a través de un medidor de desplazamiento positivo o turbina.

Es requisito fundamental para hacer una calibración que el 100% del flujo que pasa por el medidor sea igual al 100% del flujo que pasa por el probador durante el proceso de calibración, para lo cual se requiere de un número de válvulas que permitan direccionar la totalidad del flujo hacia el probador sin tener que interrumpir el proceso de bombeo o la continuidad del mismo flujo.

Durante el proceso de calibración, es importante mantener estables las condiciones de operación del proceso (densidad, temperatura, presión, viscosidad, rata de Flujo, etc.). Con la tecnología de punta existentes, en su gran mayoría hoy en día los procesos de calibración de medidores se realizan en su totalidad por computadores de flujo y equipo electrónico asociado a los sistemas de medición y lazo calibrador.

Como todo el flujo que pasa por el medidor (llámese turbina o desplazamiento positivo) se desvía al tubo probador, es decir el probador es conectado en serie con el medidor, el líquido que pasa dentro del probador obliga a una esfera o pistón, conocida como desplazador, a moverse dentro del tubo probador realizando un sello móvil con las paredes internas del tubo, de modo que siempre viajará a la misma velocidad con que viaja el fluido a través de la tubería.

Para que exista una carrera, el desplazador o esfera debe recorrer la sección calibrada del probador de un extremo a otro, es decir, del primer al segundo detector en un probador compacto. En un probador bidireccional es necesario realizar una carrera de ida y una de vuelta, para la cual se utiliza una válvula de 4 vías que permite invertir el flujo. Esta válvula es de doble sello, bloqueo y purga (DBP). Tiene además un actuador eléctrico y puede ser operada local o remotamente.

En la norma API-MPMS capítulo 4 sección 8, "Operación de sistemas probadores" establece: Que el número de pulsos indicados en el contador de prueba, es el total de

pulsos generados por el medidor mientras el desplazador viaja entre los dos detectores. Los probadores de tubería convencionales (bidireccionales y unidireccionales), son aquellos que tienen un volumen entre detectores que permiten una acumulación mínima de 10 000 pulsos directos del medidor. Así, un probador unidireccional acumula un mínimo de 10 000 pulsos por corrida de prueba, y un probador bidireccional acumula 20 000 pulsos por corrida de prueba. Es decir, 10 000 pulsos de ida, y 10 000 pulsos de regreso para acumular 20000 pulsos en una corrida de prueba. Los switches detectores censan el paso del desplazador determinando la entrada y salida de la sección calibrada del probador. Al mismo tiempo dan la orden al contador de pulsos de iniciar y terminar el conteo de pulsos generados por el medidor. El contador electrónico solamente cuenta los pulsos generados por el medidor correspondiente a la sección calibrada de volumen del probador o volumen entre detectores.

### 8.1.2 Modelo para Calcular el Factor del Medidor

El modelo para calcular el factor del medidor (MF) es el siguiente:

$$\text{Factor del Medidor (MF)} = \frac{V_{bp} \times CTS \times CPS \times CTL_p \times CPL_p}{\text{Acumulado de pulsos}} \times CTL_m \times CPL_m$$

"K" Factor del medidor

Donde el numerador =  $V_{bp} \times CTS \times CPS \times CTL_p \times CPL_p$  corresponde a lo siguiente:

$V_{bp}$ : Volumen base del probador a 60°F y 0 PSI.

CTS: Factor de corrección por temperatura del probador.

CPS: Factor de corrección por presión del probador.

$CTL_p$ : Factor de corrección por temperatura del fluido en el probador.

$CPL_p$ : Factor de corrección por presión del fluido en el probador.

El denominador corresponde a la siguiente expresión:

Acumulado Pulsos: Promedio de pulsos generados al desplazarse la esfera entre los switches del probador.

K-Factor: Valor constante que corresponde a los pulsos/bl del medidor.

$CTL_m$ : Factor de corrección por temperatura del fluido en el medidor.

$CPL_m$ : Factor de corrección por presión del fluido en el medidor.

### 8.1.3 Procedimiento de Cálculo del MF

A continuación se explican a detalle los términos del factor MF y su procedimiento de cálculo.

**a) Volumen Base Del Probador (Vbp).**- Cada probador tiene un volumen escrito en la placa de especificaciones del tubo probador, o en el certificado de calibración dado por el fabricante.

El volumen base es el volumen calibrado y certificado a las condiciones estándar o de referencia de 60.0° F y 0 PSIG (15.6 °C y 0 Pa). Para un probador compacto es el volumen calibrado entre los dos detectores. Para un probador bidireccional es la suma del volumen calibrado entre detectores primero en un sentido y luego en otro, es decir el volumen ida más el volumen de regreso.

**b) Factor CTSp.**- Es el factor de corrección para compensar el volumen por la expansión/contracción térmica en las paredes metálicas del probador con los cambios en la temperatura del probador.

Este factor no se aplica al medidor, si su volumen de medición es muy pequeño y por tanto la compensación es despreciable.

Así para probadores convencionales se tiene la siguiente fórmula para el cálculo del CTSp:

$$CTS_p = 1 + [(T_p - 60.0) \times G_c]$$

Donde:

T<sub>p</sub>: Temperatura promedio en el probador

G<sub>c</sub>: Coeficiente cúbico de expansión térmica por °F del material del probador.

El coeficiente G<sub>c</sub> de acuerdo al material del probador convencional mencionado se encuentra en la tabla 8-1.

**Tabla 8-1:** Coeficiente G<sub>c</sub> según el material del probador

(G <sub>c</sub> ) Para probadores convencionales	Material
1.86x10 <sup>-5</sup>	Mild carbon steel
2.88x10 <sup>-5</sup>	304 Stainless steel
2.65x10 <sup>-5</sup>	314 Stainless steel
1.80x10 <sup>-5</sup>	17-4PH Stainless steel

Para probadores compactos la fórmula del CTS<sub>p</sub> es la siguiente:

$$CTS_p = [1 + (T_p - 60.0) \times G_a] \times [1 + (T_d - 60.0) \times G_L]$$

Donde:

T<sub>d</sub>: Temperatura de la varilla de montaje de los microswitches

G<sub>a</sub>: Coeficiente térmico de expansión de área por °F del material del probador

G<sub>L</sub>: Coeficiente térmico de expansión lineal por °F de la varilla de microswitches

El coeficiente G<sub>a</sub> y G<sub>L</sub> según el material del probador compacto se encuentran en la tabla 8-2.

**Tabla 8-2:** Coeficientes G<sub>a</sub> y G<sub>L</sub> según el material del probador

G <sub>a</sub>	Material	G <sub>L</sub>	Material
1.24x10 <sup>-5</sup>	Mild carbon steel	6.20x10 <sup>-6</sup>	Mild carbon steel
1.92x10 <sup>-5</sup>	304 Stainless steel	9.60x10 <sup>-6</sup>	304 Stainless steel
1.77x10 <sup>-5</sup>	314 Stainless steel	8.83x10 <sup>-6</sup>	314 Stainless steel
1.20x10 <sup>-5</sup>	17-4ph Stainless steel	6.00x10 <sup>-6</sup>	17-4PH Stainless steel

FUENTE: TEUSACA S.A.

- c) **Factor CPS<sub>p</sub>.**- Es el factor de corrección para compensar el volumen por la expansión y/o contracción en las paredes metálicas del probador con los cambios en la presión del probador (P<sub>p</sub>).

Este factor no se aplica al medidor ya que su volumen es muy pequeño y por tanto la compensación es despreciable.

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

Donde:

ID: Diámetro interno del probador en pulgadas

OD: OD - (2 x WT)

OD: Diámetro exterior del probador en pulgadas

WT: espesor de la pared del probador en pulgadas

E: Módulo de elasticidad del material del probador por PSIG.



El coeficiente para el módulo de elasticidad del según sea el material se encuentra en la tabla 8-3.

**Tabla 8-3: Módulo de elasticidad  $E$  según el material del probador**

<b>E (PSI)</b>	<b>Material</b>
$3,00 \times 10^7$	Mild carbon steel
$2,80 \times 10^7$	304 Stainless steel
$2,80 \times 10^7$	314 Stainless steel
$2,85 \times 10^7$	17-4PH Stainless steel

*FUENTE: TEUSACA S.A.*

**d) Densidad Observada ( $SGU_{obs}$  ó  $^{\circ}API_{obs}$ ).**- Es la densidad del líquido leída por medio de un hidrómetro ó un densitómetro en línea y a la temperatura observada ( $T_{obs}$ ) del producto. Cuando la densidad observada se lee con un hidrómetro de vidrio, se debe referirse al método ASTM D-287.

En caso de no poderse determinar la  $SGU_{obs}$  ó  $^{\circ}API_{obs}$  en el momento de la medición se utilizará como  $SGU_{60}$  ó  $^{\circ}API_{60}$  un valor por defecto suministrado por la refinera.

**e) Densidad Base ( $SGU_{60}$  ó  $^{\circ}API_{60}$ ).**- Es la densidad del líquido a la temperatura base de referencia (60 °F). La densidad base (como  $SGU_{60}$  ó  $^{\circ}API_{60}$ ) se determina a partir de la densidad observada ( $SGU_{obs}$  ó  $^{\circ}API_{obs}$ ), y de la temperatura observada. ( $T_{obs}$ ).

Se utilizan las tablas 23 A y 23 B para gravedad específica, ó las tablas 5 A y 5 B para  $^{\circ}API$ , así como se indica en la tabla 8-4 según sea el fluido a medir.

**Tabla 8-4: Gravedad específica y Gravedad API para densidad base**

<b>ASTM D1250 - 1952 Tabla 24 o 6</b>	Para gases licuados del petróleo ( GLP)
<b>ASTM D1250 - 1980 Tabla 23A o 5A</b>	Para petróleo crudo
<b>ASTM D1250 - 1980 Tabla 23B o 5B</b>	Para productos refinados

*FUENTE: TEUSACA S.A.*

**f) Factor CTL.**- Factor de corrección por efecto de la temperatura sobre el líquido. El factor CTL se determina a partir de la densidad base ( $SGU_{60}$  ó  $^{\circ}API_{60}$ ) de la

temperatura del líquido. Para el factor CTL<sub>p</sub>, se debe utilizar la temperatura promedio probador. Para el factor CTL<sub>m</sub>, se debe utilizar la temperatura promedio medidor.

Se utilizan las tablas 24A y 24B para gravedad específica y tabla 6A y 6B para °API, así como se indica en la tabla 8-5 según sea el fluido a medir.

**Tabla 8-5:** Gravedad específica y Gravedad API para Factor CTL

ASTM 01250 - 1952 Tabla 24 o 6	Para gases licuados del petróleo ( GLP)
ASTM D1250 - 1980 Tabla 24A o 6A	Para petróleo crudo
ASTM D1250 - 1980 Tabla 24B o 6B	Para productos refinados

*FUENTE: TEUSACA S.A.*

**g) Factor CPL.-** Factor de corrección por efecto de la presión sobre el líquido. El factor CPL se determina a partir de la densidad base (SGU<sub>60</sub> ó °API<sub>60</sub>), del factor de compresibilidad (F), de la temperatura del líquido, de la presión y de la presión de equilibrio del líquido.

Para el factor CPL<sub>p</sub>, se debe utilizar la temperatura y presión promedio del probador.

Para el factor CPL<sub>m</sub> se debe utilizar la temperatura y presión promedio del medidor.

$$CPL = \frac{1}{[1 - (P - P_e) \times F]}$$

$$CPL_p = \frac{1}{[1 - (P_p - P_e) \times F]}$$

$$CPL_m = \frac{1}{[1 - (P_m - P_e) \times F]}$$

Donde:

CPL: Factor de corrección por efecto de la presión sobre el líquido.

P: Presión promedio del probador.

Pe: Presión de equilibrio.

F: Factor de compresibilidad.

El factor de compresibilidad  $F$  se determina a partir de la densidad base ( $SGU_{60}$ ), de la temperatura y de la presión del líquido, utilizando las tablas indicadas en la tabla 8-6 según sea el fluido a medir.

**Tabla 8-6:** Determinación del factor de compresibilidad  $F$

API MPMS – Tabla 11.2.1	Para productos crudos y refinados
API MPMS – Tabla 11.2.2	Para gases licuados del petróleo (GLP)

*FUENTE: TEUSACA S.A.*

La presión de equilibrio  $P_e$ , se asume igual a 0.0 PSIG (0 Pa) para los líquidos con una presión de vapor menor que la presión atmosférica. Para líquidos con presión de vapor mayor que la atmosférica, se determina a partir de la densidad base ( $SGU_{60}$ ) y de la temperatura del líquido utilizando la tabla indicada en la tabla 8-7.

**Tabla 8-7:** Determinación de la presión de equilibrio,  $P_e$

GPA (Gas Processors Association) – Tabla TP-15	Para productos con $0.490 \leq SGU_{60} \leq 0.676$
--	---

*FUENTE: TEUSACA S.A.*

- h) Factor CCFp.-** El CCFp es el factor combinado de corrección para el volumen del probador, y se calcula así: El API MPMS capítulo 12 numeral 12.2.7.3 recomienda: “Multiplicar los factores de corrección  $CT_{Sp}$ ,  $CPSp$ ,  $CTLp$  y  $CPLp$ ” juntos e individualmente y redondearlos a 4 cifras decimales en cada paso (Para cada numerador en el probador y denominador en el medidor) y registre el factor de corrección combinado redondeado a 4 cifras decimales.
- i) Factor CCFm.-** El CCFm es el factor combinado de corrección para el volumen del medidor y se calcula así: El API MPMS capítulo 12 numeral 12.2.7.3 recomienda: “Multiplicar los factores de corrección  $CTLm$  y  $CPLm$  individualmente y redondearlos a 4 cifras decimales en cada paso (Para cada numerador y denominador) y registrar el factor de corrección combinado CCFm, redondeado a 4 cifras decimales.

j) **Volumen corregido del probador (Vcp).**- El Vcp es el volumen base del probador multiplicado por el factor de corrección combinado del probador CCFp.

Esto es:

$$V_{cp} = V_{bp} \times CCF_p$$

k) **Volumen indicado o volumen bruto en el medidor (Vm).**- El Vm es el volumen promedio indicado por el medidor durante el proceso de calibración. Se obtiene dividiendo el promedio de pulsos de las corridas válidas sobre el factor K del medidor (Pulsos/Barril). Ésto es:

$$V_m = \frac{\text{Promedio de Pulsos}}{\text{Factor K}}$$

l) **Volumen corregido del medidor.**- El Vcm es el volumen indicado del medidor multiplicado por el factor combinado de corrección del medidor. Ésto es:

$$V_{cm} = V_m \times CCF_m$$

m) **Factor del medidor (MF).**- Es el volumen corregido del probador (Vcp) dividido por el volumen corregido del medidor (Vcm). La norma API MPMS capítulo 12 numeral 12.2.7.3 recomienda redondear el resultado a 4 cifras decimales. Así finalmente se obtiene:

$$MF = \frac{V_{cp}}{V_{cm}}$$

#### 8.1.4 Control del Factor del Medidor con Límites Fijos

En la tabla 8-8 se muestra un ejemplo de un reporte resultado de la calibraciones sucesivas de un medidor de flujo de petróleo crudo. Sin importar el tipo de medidor y probador se persigue el cumplimiento del objetivo de calibración para de una vez realizada poder medir con precisión el petróleo crudo producido.

Tal y como se había mencionado antes, se debe fijar una temperatura y presión para la calibración del medidor; una temperatura y presión para la calibración con el probador; se debe y se necesita saber también la Gravedad API del crudo; la tasa de flujo con la que

opera el medidor, es decir cuántos barriles de petróleo crudo se producen por hora en el campo petrolero en el cual está siendo fiscalizada su producción acumulativa.

De esta manera finalmente se determina el factor del medidor, valor con el cual el medidor de la Unidad LACT operará correctamente bajo la Ley vigente en cuanto a operaciones de producción se refiere a condiciones estándar y sin excederse de la producción máxima que el gobierno le permite producir y por ende transferir comercialmente a refinerías y oleoductos.

Tabla 8-8: Control del factor del medidor

CONTROL FACTOR MEDIDOR													
Localización:.....		Tipo de medidor:.....		Tasa de flujo: Mín. 150 Máx. 2500 (bl/h)									
Serie No.:.....		Factor "k": 1850 pulso/barril		Acción lím: +/- 0,0050 (diezmitésimas)									
Producto: Crudo		Tipo de probador: bidireccional		Serie del probador:.....									
No.	Secuencia	Fecha	No. Reporte	Temp. Medidor (° F)	Presión Medidor (PSI)	Temp. Probador (° F)	Presión Probador (PSI)	° API a 60 ° F	Tasa flujo (bl/h)	Factor Medidor	Desviación factor anterior	Desviación factor base	Observaciones
1		99-01-01	001	75,0	100	75,3	95	40,1	1200	1,0010	inicial	inicial	Factor base
2		99-02-01	002	74,0	98	74,8	94	39,8	1210	1,0013	0,0003	0,0003	
3		99-03-05	003	76,0	101	76,2	98	40,2	1190	1,0018	0,0005	0,0008	
4		99-04-04	004	78,0	100	78,3	98	40,1	1205	1,0020	0,0002	0,0010	
5		99-05-02	005	80,0	101	80,5	100	40,3	1200	1,0026	0,0006	0,0016	
6		99-06-01	006	82,0	100	82,3	99	40,0	1210	1,0024	-0,0002	0,0014	
7		99-07-02	007	79,0	102	79,4	100	40,5	1195	1,0033	0,0009	0,0023	
8		99-08-02	008	80,0	100	80,1	98	40,0	1198	1,0042	0,0009	0,0032	
9		99-09-02	009	81,0	100	81,3	99	40,3	1200	1,0053	0,0011	0,0043	
10		99-10-04	010	78,0	100	78,5	98	39,9	1203	1,0047	-0,0006	0,0037	
11		99-11-02	011	79,0	100	79,5	98	40,1	1205	1,0066	0,0019	0,0056	Reparar medidor
12		99-12-02	012	80,0	99	80,3	98	40,0	1200	1,0007	-	-	Factor nuevo
13		00-01-02	013	82,0	100	82,5	99	39,6	1200	1,0015	-	-	Factor base
14		00-02-04	014	78,0	101	78,4	100	40,3	1198	1,0007	-0,0008	-0,0008	
15		00-03-05	015	80,0	100	80,1	99	40,5	1190	1,0014	0,0007	-0,0001	
16		00-04-06	016	79,0	102	79,3	101	40,0	1193	1,0023	0,0009	0,0008	
17		00-05-06	017	81,0	100	81,2	98	39,7	1195	1,0020	-0,0003	0,0005	
18		00-06-07	018	82,0	101	82,3	100	40,0	1199	1,0033	0,0013	0,0018	
19		00-07-06	019	78,0	99	78,4	97	39,8	1200	1,0025	0,0008	0,0010	
20		00-08-03	020	79,0	100	79,3	99	40,0	1210	1,0020	-0,0005	0,0005	

FUENTE: TEUSACA S.A.

## 8.2 PROCEDIMIENTO DE CALIBRACIÓN MANUAL CON TUBOS PROBADORES BIDIRECCIONALES

### 8.2.1 Procedimiento para Alinear el Tubo Probador con el Medidor

- a) Abra parcialmente la válvula de entrada al probador (V2) y llene lentamente el probador. Observe fugas en el sistema. Espere hasta que el sistema este completamente lleno y las conexiones también estén libres de fugas antes de abrir totalmente la válvula de entrada al probador.
- b) Coloque el probador en línea: Abra totalmente las válvulas V2 y V3 y cierre la V1. La válvula V1 debe ser de doble tapón y purga (DBP).
- c) Deje que el petróleo crudo fluya por un tiempo de minutos con el fin de estabilizar la presión y la temperatura en el sistema.
- d) Para comprobar el cierre hermético de la válvula V1 y la de 4 vías del tubo probador que debe ser de doble bloqueo y purga (DBP) proceda de la siguiente forma:
  - Cerrada la válvula V1, abra la válvula de drenaje del cuerpo de la misma. Una pequeña cantidad de crudo fluirá, pero en corto tiempo el flujo debe cesar
  - En la válvula de cuatro vías abra la válvula de drenaje del cuerpo de la misma. Una pequeña cantidad de crudo fluirá, pero en corto tiempo el flujo debe cesar. Luego cambie su posición y realice la misma prueba.
  - Verifique que no exista fuga en las válvulas de drenaje, venteo y tuberías del sistema.

En caso de fuga solicite inmediatamente la revisión del equipo y por ningún motivo realice la calibración.

- e) Revise las lecturas de los indicadores de temperatura (TI), transmisores (TT), e indicadores de presión (PI), transmisores de presión (PT). Verifique que los instrumentos estén calibrados correctamente viendo que sus lecturas sean consistentes.
- f) Mantenga constante el flujo durante la prueba. No se deben realizar cambios operacionales que hagan variar las condiciones de presión, flujo, temperatura, densidad y viscosidad del petróleo crudo.
- g) Compruebe que la tasa de flujo es la tasa normal de funcionamiento del medidor.
- h) Evite la presencia de aire en el sistema. Si lo hay la prueba no es válida. Para ello realice algunas carreras preliminares desaireando el sistema con la válvula de venteo.
- i) Registre en el formato de calibración de medidores los siguientes datos:

- Lugar, fecha, hora y número de reporte: tasa de flujo, temperatura ambiente en °C.
- Producto a calibrar, gravedad observada, temperatura observada, gravedad API a 60 °F (15.6 °C).
- Número del medidor, actividad, marca, serie, modelo, factor K del medidor en pulsos por barril.
- Material del tubo probador, diámetro interno del tubo probador, espesor del tubo probador, y volumen a 60 °F (15.6 °C) del tubo probador.

Inicie las 10 carreras completas de calibración (Ida y regreso), operando las válvula de 4 vías. Tenga en cuenta que antes de operarla nuevamente se debe esperar un determinado tiempo para permitir que la esfera pase por los detectores de la esfera y llegue hasta la cámara de lanzamiento opuesta. Regístrese estos datos en el formato de calibración de medidores (Pulsos de ida y pulsos de vuelta).

Ejecutadas las 10 carreras completas de calibración de las cuales por lo menos 5 carreras consecutivas deben coincidir con una repetibilidad del 0,05% (+/- 0.025%). Es decir que en 10.000 pulsos, se permite una desviación de 5 pulsos ( $10.000 \times 0.05\% = 5$  pulsos). Si no ocurren estas cinco carreras dentro de la misma repetibilidad, se debe proceder a una nueva corrida de calibración.

En la figura 8-1 se presenta un esquema típico de calibración de medidores.

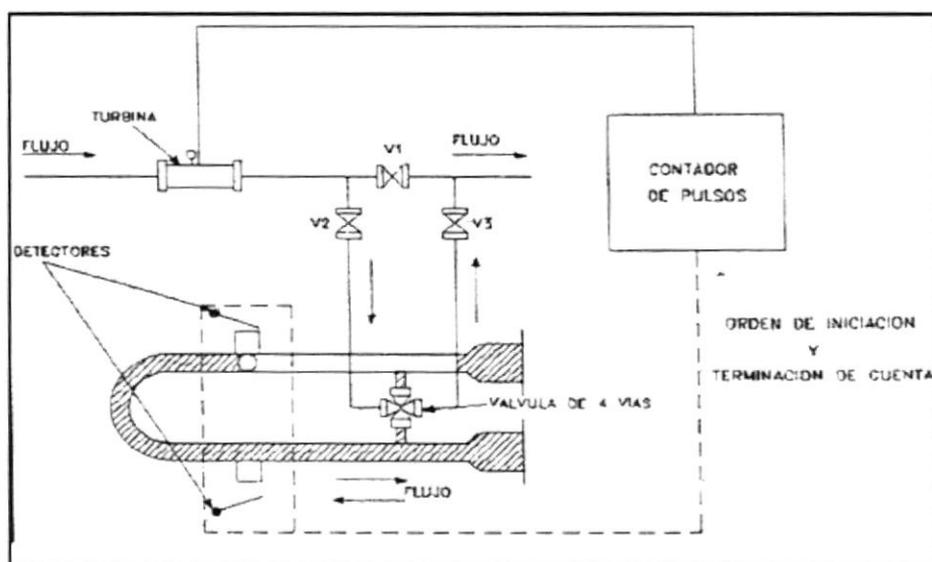


Figura 8-1: Esquema típico

- j) Tome por una sola vez la gravedad API observada del petróleo crudo, aproximando la lectura en el hidrómetro a un decimal (0.1°API). Se utilizan las tablas 23 A y 23 B para gravedad específica y las tablas 5 A y 5 B para °API, de tal manera como se indica en la tabla 8-10.

**Tabla 8-9:** Gravedad específica y Gravedad API

ASTM D 1250 – 1952 Tabla 23 y 5	Para gases licuados de petróleo (GLP)
ASTM D 1250 – 1980 Tabla 23A y 5A	Para petróleo crudo
ASTM D 1250 – 1980 Tabla 23B y 5B	Para productos refinados

FUENTE: TEUSACA S.A.

- k) Lea y registre tres veces la temperatura durante el proceso de las diez carreras completas de calibración. Estas lecturas deben hacerse en la primera, quinta y última carrera.
- l) Lea y registre tres veces la presión durante el proceso de las diez carreras completas de calibración. Estas lecturas deben hacerse en la primera, quinta y última carrera.
- m) Lea y registre por cada corrida los pulsos contados (Pulsos de ida y pulsos de vuelta), en la hoja de calibración. Antes de iniciar la nueva corrida asegúrese de borrar del contador los pulsos.

### 8.2.2 Causas de No Repetibilidad en un Proceso de Calibración

- Medidor de flujo con suciedad.
- Daño en la bobina o ruptura del cable.
- Diámetro de empaques en las bridas más pequeños que el diámetro de la turbina.
- Daño en el contador de pulsos.
- Defecto en los microswitches del probador o posibilidad de que contengan agua.
- Ruptura del cable de los switches detectores al tablero.
- Pase en el desplazador del probador por rotura o calibración defectuosa de la esfera del probador.
- Válvula de seguridad del probador con pase (fuga).
- Pase en la válvula de drenaje del probador.
- Pase en la válvula de 4 vías o con recorrido incompleto.

- Fuga por alguna de las válvulas de ventero del probador.
- Pase en la válvula de desviación o de bloqueo hacia el probador.
- Disparo de la válvula de seguridad de los brazos de los medidores.
- Pase en la válvula de drenaje del brazo del medidor.
- Pase en las válvulas de bloqueo aguas arriba de la turbina.
- Cambios fuertes de temperatura en el petróleo crudo.
- Cambios fuertes de la presión (Causada por drenajes).
- Variaciones significativas en la gravedad del crudo.
- Variaciones significativas en la tasa de flujo.
- Fallas de energía en el sistema.
- Mal ajuste de la bobina de la turbina.
- Presencia de aire en la esfera del probador.
- Daños en los internos del medidor.
- By-pass en sistemas de medición.

### 8.3 GENERALIDADES CON RESPECTO AL FACTOR DEL MEDIDOR

Se presentan las tablas 8-10, 8-11 y 8-12, en las que se explican de manera resumida las generalidades y relación con respecto al medidor y su calibración.

Nota:

LMR: Menos cantidad registrada por el medidor.

GRM: Más cantidad registrada por el medidor.

**Tabla 8-10:** Acción del medidor de flujo – efecto – resultado

ACCION DEL MEDIDOR	EFECTO	RESULTADO
Incremento del desgaste	Incrementa el pase (LMR)	Incrementa
Arrastre mecánico (Fricción)	Incrementa el pase (LMR)	Incrementa
Falla en el compensador	Puede incrementar o decrecer la fricción	Incrementa o Decrece

FUENTE: TEUSACA S.A.

**Tabla 8-11:** Características del líquido – efecto – resultado

<b>CARACTERÍSTICAS DEL LÍQUIDO</b>	<b>EFEECTO</b>	<b>RESULTADO EN EL FACTOR DEL MEDIDOR</b>
Incremento de la temperatura	Incrementa el pase (LMR)	Incrementa
Decrecimiento de la temperatura	Decrece el pase (GMR)	Decrece
Incremento en la viscosidad	Decrece el pase (GMR)	Decrece
Decrecimiento en la viscosidad	Incrementa el pase (GMR)	Incrementa
Incremento en la gravedad específica	Incrementa el pase (GMR)	Incrementa
Decrecimiento en la gravedad específica	Decrece el pase (GMR)	Decrece

*FUENTE: TEUSACA S.A.*



**CIB-ESPOL**

Tabla 8-12: Probadores de tubería y tanques de prueba

PROBADORES DE TUBERÍA Y TANQUES DE PRUEBA	EFEECTO	RESULTADO EN EL FACTOR DEL MEDIDOR
Incrustaciones	LMR	Incrementa
Temperatura del probador alta	GMR	Decrece
Temperatura del probador baja	LMR	Incrementa
Aire o gas en el líquido	GMR	Decrece
Pase en válvulas	GMR	Decrece
Desgaste en el pistón o esferas	GMR	Decrece
Pulsos erróneos en el contador (Ruidos)	GMR	Decrece
Pérdida de pulsos en el contador	LMR	Incrementa

FUENTE: TEUSACA S.A.

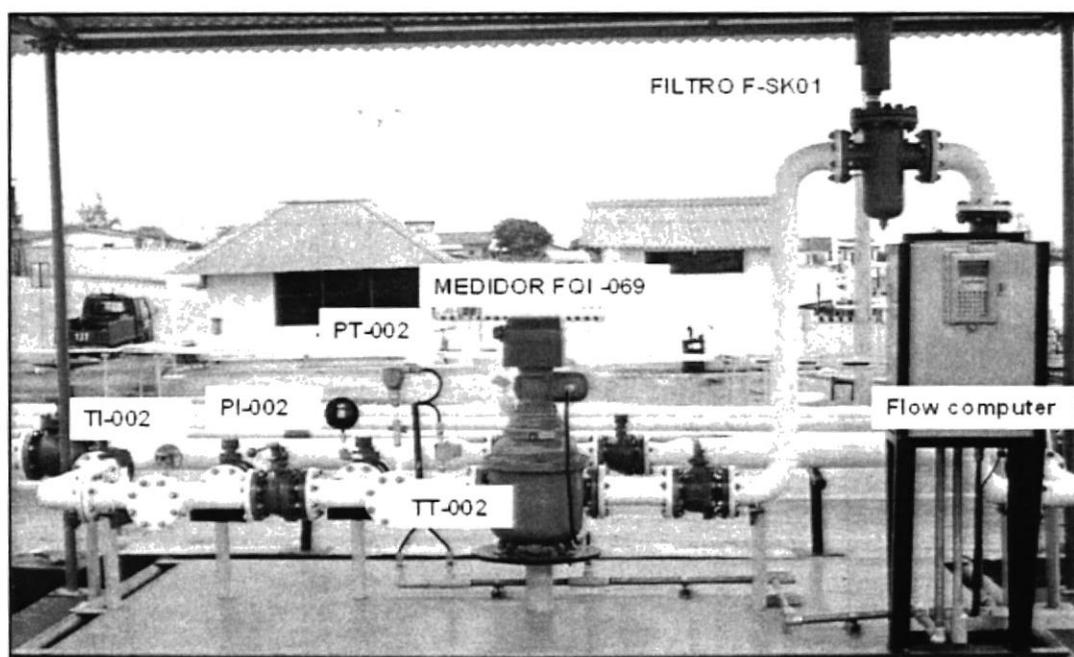
## 8.4 PROCEDIMIENTOS DE FUNCIONAMIENTO

### 8.4.1 Utilización de la Unidad de Medición LACT de Crudo hacia la Refinería La Libertad

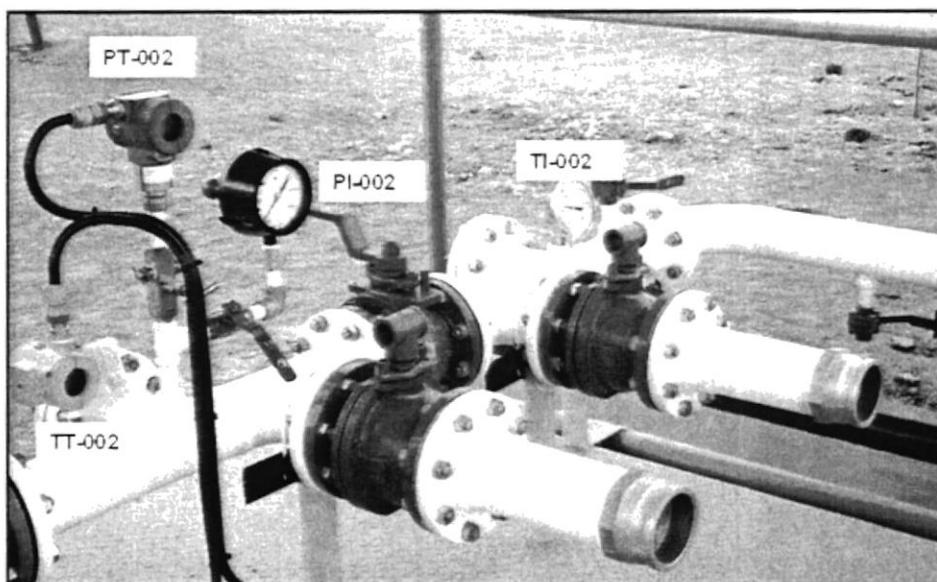
- a) **Objetivo:** Dar a conocer el procedimiento para la correcta utilización de la unidad automatizada de medición de crudo hacia refinería, Unidad LACT de Casa Bomba.
- b) **Alcance:** Este sistema comprende
- Bombas de transferencia a refinería P-004A/B
  - Filtro F-007.
  - Unidad de medición.

- Indicador de temperatura TI-002
- Indicador de presión PI-002
- Transmisor de temperatura TT-002
- Transmisor de presión PT-002
- Filtro F-SK01
- Monitor BSWT-002

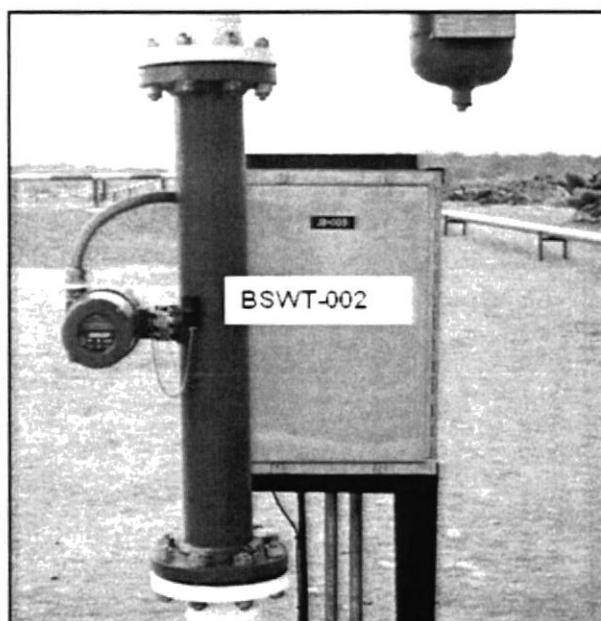
En la figura 8-2, figura 8-3 y figura 8-4 se indican los elementos de la Unidad LACT del Casa Bomba.



**Figura 8-2:** Equipos, instrumentos y accesorios de la Unidad LACT de Casa Bomba



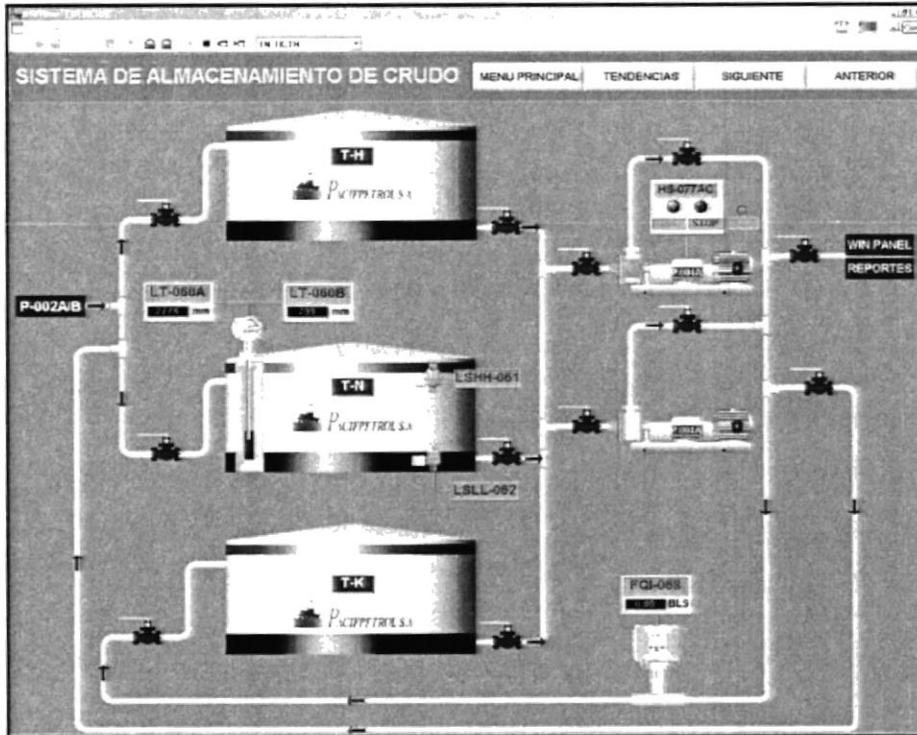
**Figura 8-3:** Sensores y transmisores de presión y temperatura de la Unidad LACT de Casa Bomba



**Figura 8-4:** Monitor de BSW de la Unidad LACT de Casa Bomba

- Estaciones SCADA.
- Link de acceso remoto al computador de flujo de petróleo neto.

En la figura 8-5 se indica la pantalla principal de acceso al sistema SCADA, que controlará y registrará datos de producción y transferencia de petróleo crudo de manera automática en Casa Bomba.



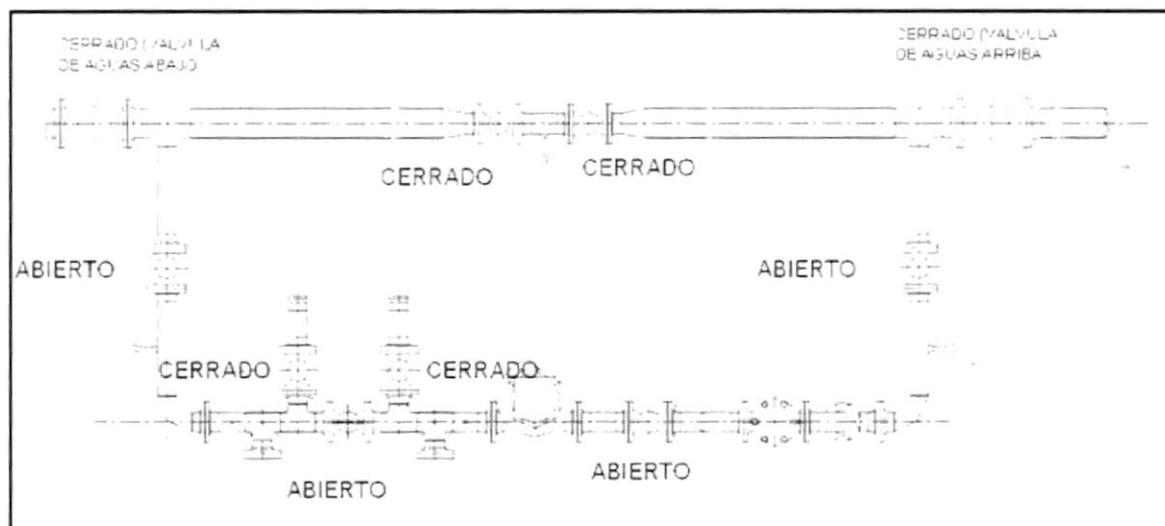
**Figura 8-5:** Pantalla del sistema de control y monitoreo de producción de petróleo crudo.  
SCADA

### c) Actividades previas

Verificar el mantenimiento del F-SK01, que hay que realizarlo obligatoriamente antes de cada transferencia a Refinería. El taponamiento de este filtro puede ocasionar elevadas presiones de descarga de las bombas P-004A/B. Verificar que al medidor FQI-069 se le haya inyectado glicerina (lonza una vez al mes). Verificar el mantenimiento del medidor de BSWT-002. Verificar la alineación de válvulas para habilitar la unidad de medición.

#### d) Procedimiento

- Mantener la alineación de las válvulas de la unidad de medición como se indica en la figura 8-6:

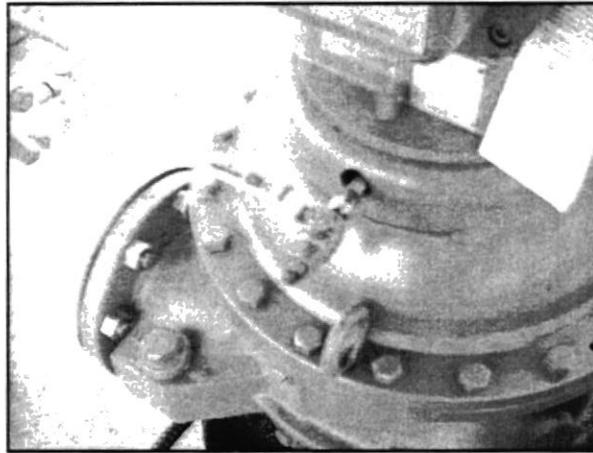


**Figura 8-6:** Alineación de válvulas de la Unidad LACT de Casa Bomba

- Aire y gas deben ser venteados en el interior del medidor previo al normal funcionamiento. Si el interior del rotor no es venteadado completamente, una presión diferencial puede formarse a través de las paredes del rotor causando la rotura de las palas internas.

Un completo venteo se lo debe hacer con el siguiente procedimiento:

- Remover el tapón de la conexión de venteo en la parte superior del medidor e instalar una apropiada válvula de purga. En la figura 8-7 se indica la ubicación de la válvula de purga en el medidor de flujo de la unidad.



**Figura 8-7:** Válvula de purga en el medidor de flujo

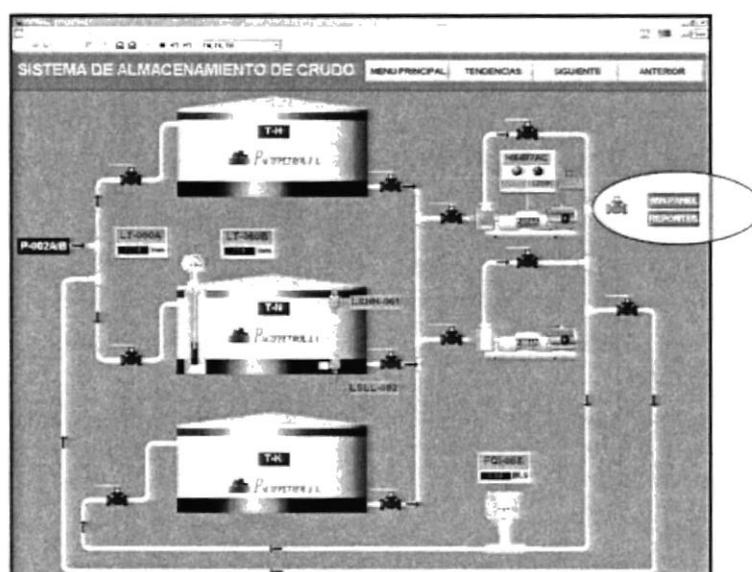
- Con la válvula de aguas abajo cerrada completamente y solo ejerciendo la presión de la gravedad, abrir suavemente la válvula de aguas arriba. Abrir la válvula de venteo hasta que haya salido todo el gas y/o aire posible. La carcasa del medidor ventea mucho más rápido que el rotor.
- Cerrar la válvula de aguas arriba previo el arranque de las bombas de transferencia y repetir el paso anterior. El venteo puede tomar algunos minutos si la presión es baja y la viscosidad del líquido es alta.
- Suavemente abrir la válvula de aguas arriba hasta que el fluido ingrese a través del medidor. Note que más aire o gas será venteadado. Continúe esta operación has que el venteo sea completado.
- Cerrar la válvula de venteo y abrir totalmente la válvula de aguas abajo. Ahora la válvula de aguas arriba puede ser abierta para establecer el paso total del fluido.
- Apuntar los valores iniciales grosos y netos del volumen transferido en el computador de flujo de petróleo y en el medidor FQI-069.
- Para apuntar los valores iniciales grosos y netos debemos acceder al computador de flujo de petróleo neto que se encuentra en la Unidad LACT. Se puede acceder al computador de flujo de las dos formas siguientes: Vía SCADA y en la Unidad de Medición LACT, las mismas que serán descritas posteriormente,
- Alinear las válvulas de transferencia hacia refinería.

- Iniciar la transferencia con el encendido de la bomba P-004A, es aconsejable utilizar esta bomba dado a las seguridades eléctricas y mecánicas que presenta, tanto para el motor como para la línea de descarga.
- Tomar lecturas de BSW cada hora y llevar registro de estas lecturas.
- Al terminar la transferencia cerrar inmediatamente la válvula de aguas abajo y aguas arriba. Hay que evitar cualquier retorno de fluido hacia el medidor, pues esto puede producir lecturas erradas.
- Apuntar los valores finales grosos y netos del volumen transferido.

El éxito del funcionamiento de la unidad de medición a refinería estará estrechamente vinculado a su buena operación y mantenimiento, por lo que será necesario cumplir estrictamente este procedimiento, una vez puesta en marcha el funcionamiento de la Unidad LACT de Casa Bomba.

#### 8.4.2 Acceso a la Computadora de Flujo por Medio del SCADA

- Mediante el sistema SCADA: Presionar el acceso Win Panel. Ingresar al menú “Online”, tal como se indica en la figura 8-8.



**Figura 8-8:** Paso 1 Acceder al Win Panel de la computadora de flujo

- Ingresar a "Connect", tal como se indica en la figura 8-9 y figura 8-10.

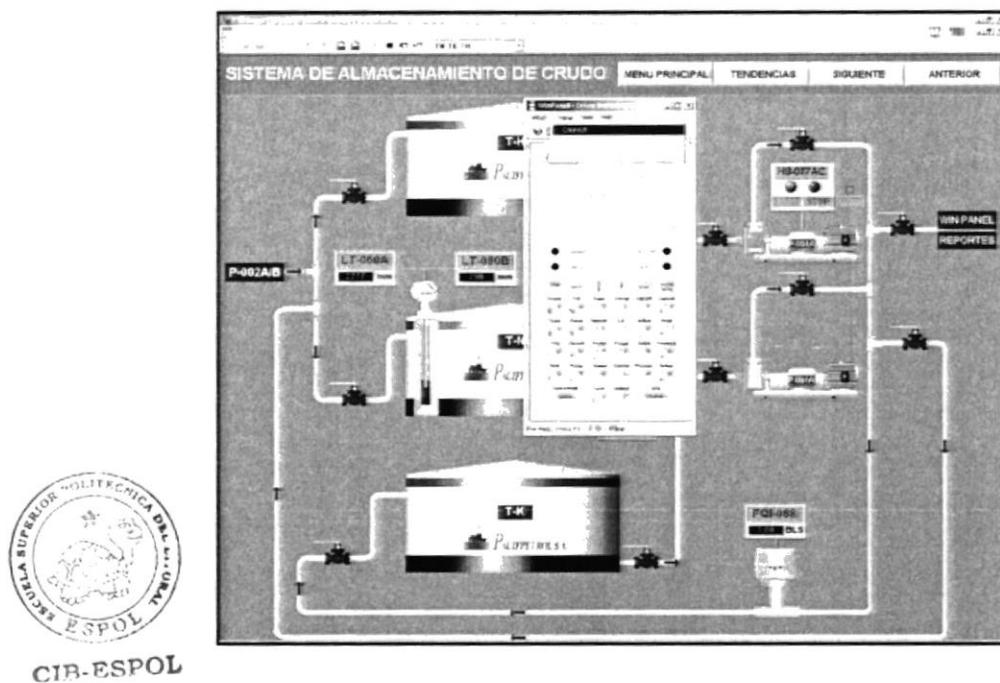


Figura 8-9: Paso 2 Conectarse con la computadora de flujo de la Unidad LACT

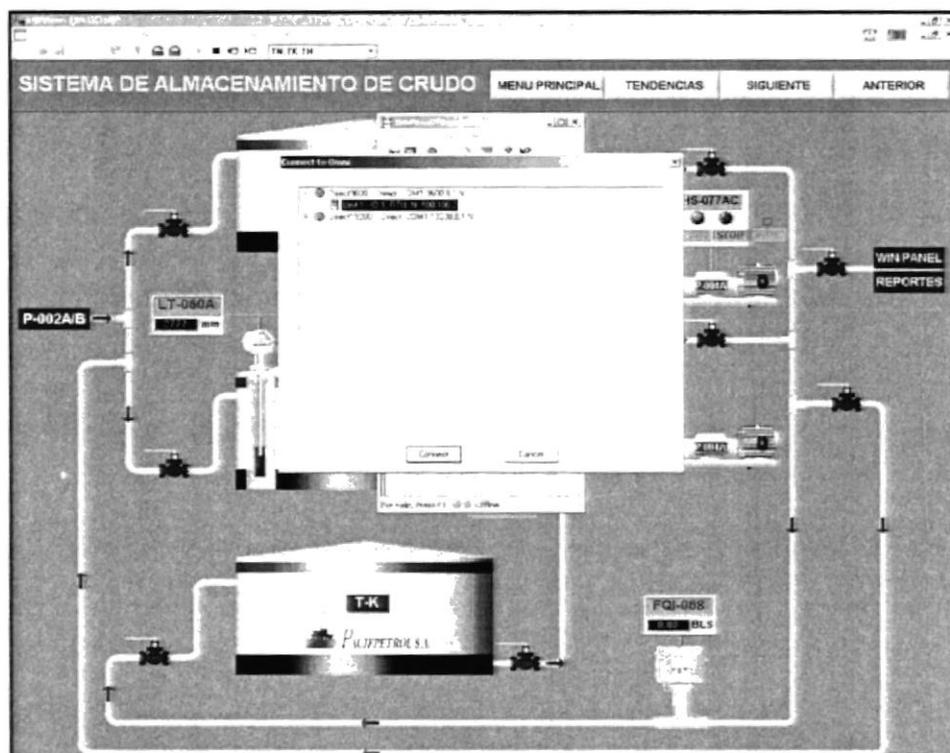


Figura 8-10: Ingreso en el sistema de la computadora de flujo

- Al realizar la acción anterior se desplegará la pantalla con la representación gráfica de la computadora de flujo de la Unidad LACT. Para observar el valor grueso presionar los botones Gross y Enter. En la figura 8-11 se indica el paso a seguir en mención.

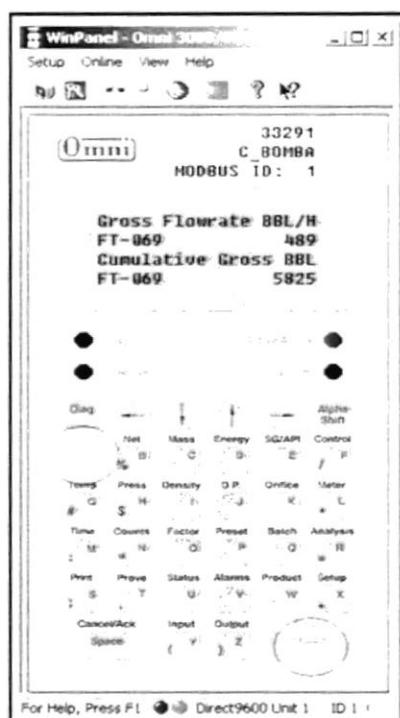


Figura 8-11: Paso 3 Obtener el valor grueso y acumulado de la producción de petróleo crudo

- Para observar el neto presionar los botones Net y Enter, tal como se indica en la figura 8-12.

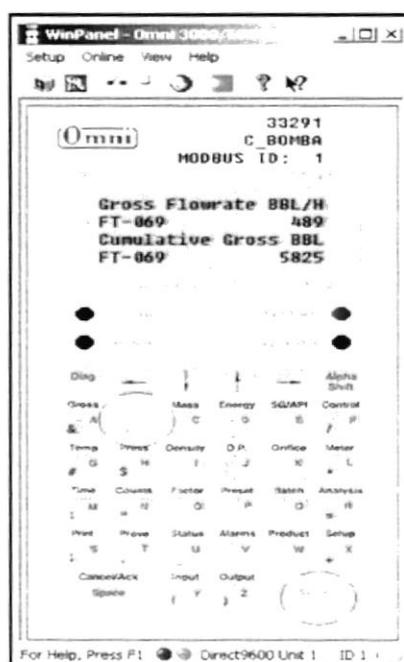
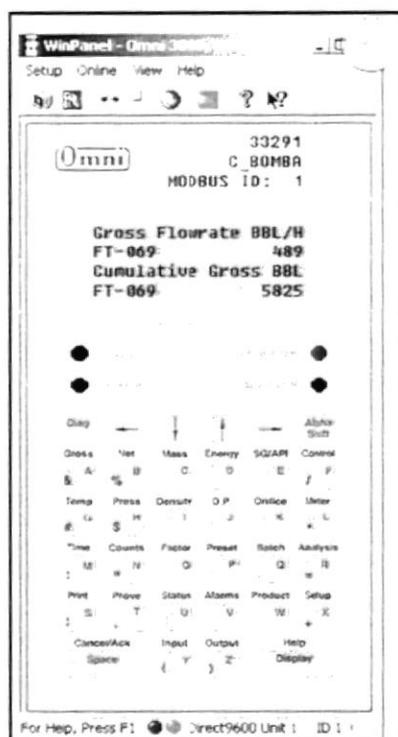


Figura 8-12: Paso 4 Obtener los volúmenes gruesos y netos de petróleo crudo producido

- Para salir del Win Panel presionar la X de cerrar, tal como se indica en la figura 8-13.



**Figura 8-13:** Paso 5 Salir del Win Panel de la computadora de flujo de la Unidad LACT

### 8.4.3 Acceso a la Computadora de Flujo en la Unidad LACT

La otra forma de acceder a los datos que proporciona la Unidad LACT es:

- Mediante el panel JB-003, es decir desde la computadora de flujo instalada en el tren de la Unidad LACT. En la figura 8-14 se muestra la computadora de flujo que estará en la unidad.



**Figura 8-14:** Computadora de flujo de la Unidad LACT de Casa Bomba

- Abrir la puerta de acceso al teclado de la computadora de flujo de petróleo.
- Proceder de acuerdo al método anterior indicado desde el Win Panel, pero en forma local.

### **8.5 MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD LACT**

Será mucho más rentable realizar un mantenimiento de tipo preventivo de la unidad LACT, antes que uno correctivo, en el cual se incurriría a mayores gastos. Así, un adecuado mantenimiento de la unidad LACT de Casa Bomba sería el siguiente procedimiento:

- a) Asegúrese que todos los instrumentos en la LACT y probador estén calibrados adecuadamente. Todos los instrumentos y equipos utilizados para realizar la calibración en la LACT y probador deben haber sido calibrados recientemente a condiciones estándar y estar como nuevos.
- b) Revise para asegurarse que todo equipo mecánico opera adecuadamente; revise que todas las válvulas del sistema de la unidad LACT funcionan correctamente de acuerdo a su función: bloqueo, purga, reducción de caudal, etc.
- c) Revise el sistema por fugas, especialmente fugas por los drenajes. Aunque una unidad LACT y probador debidamente diseñados requieren que todos los drenajes después del medidor puedan ser inspeccionados visualmente, algunos sistemas tienen puntos de fugas escondidos. Las válvulas del drenaje del probador deben revisarse para asegurarse que no tengan fugas.
- d) Cuando se realice una calibración, se deben mantener las condiciones adecuadas de flujo durante toda la calibración. No deben ocurrir cambios drásticos en el flujo, temperatura y presión.
- e) Para una buena calibración la prueba debe hacerse a una misma tasa de flujo del medidor; en el caso de Casa Bomba en el medidor de desplazamiento positivo a condiciones de operación habitual.
- f) Siempre revise cualquier componente sobre el que se tenga sospecha de mal funcionamiento. Muchas veces en una búsqueda para encontrar el problema, otro equipo es cambiado y sucede que si un problema se encuentra, el problema original

128 puede existir todavía. La mejor herramienta para un buen mantenimiento es un registro completo y preciso de todos los documentos de embarque y calibración.

CIB-ESPOL



## 9 CONSTRUCCIÓN – INSTALACIÓN DE LA UNIDAD LACT

En resumen, las operaciones de construcción para la implementación del sistema automatizado LACT de medición de crudo en Casa Bomba, se iniciaron el 1 de mayo de 2005 y estaba prevista una fecha límite de terminación de la obra para el 23 de septiembre del mismo año. Hubieron retrasos por motivo de atraso en salida de la aduana de la computadora de flujo de la Unidad LACT, y por ende se atrasaron la instalación, conexión y configuración de la misma; la obra global se terminó el 21 de octubre de 2005, es decir 28 días más de lo previsto, 173 días de construcción de campo, adquisición e instalación de los equipos.

En detalle cronológico, a continuación se resaltan las operaciones más relevantes que se llevaron a cabo durante este proceso:

- La procura de equipos inicio el 11 de mayo de 2005 terminó el 15 de agosto del mismo año, aunque se presentaron retrasos en la entrega de los mismos.
- Al 26 de mayo de 2005 se compró lo siguiente:
  - Sistema de control
  - Estaciones supervisoras
  - Materiales varios mecánicos
- Hasta el 10 de junio de 2005 se compró lo siguiente:
  - Sistema SCADA
  - Instrumentos (Excepto Monitor de BSW)
  - Bandejas
  - Materiales civiles
  - Material Eléctricos
- Hasta el 23 de junio de 2005 se compró todos los materiales para el proyecto. Siendo los de mayor demora los siguientes:
  - Sistema SCADA.....1 de agosto
  - Computadora de flujo Omni.....25 de julio
- Al 30 de junio de 2005 se realizaron las siguientes actividades:
  - Se inició la configuración del Software del sistema de control SCADA
  - Elaboración de hoja de recepción diaria
- Al 22 de julio de 2005 se obtuvo lo siguiente:

- El 90% de la programación del Sistema SCADA
- El 100% de materiales de provisión local y el 50% de materiales de importación
- Simulaciones de recepción de crudo y generación de reportes diarios, semanales y mensuales
- Se entregaron los equipos en mención en las siguientes fechas y respectivos proveedores:
  - Medidores de turbina.....05 de agosto INCOPRO
  - Sistema de control .....12 de agosto INCOPRO
  - Medidores de interfase.....12 de agosto INTELWARE
  - Medidor de desplazamiento positivo Smith.....15 de agosto MINGA
  - Computadora de flujo OMNI.....26 de agosto INCOPRO
- Se inició el 19 de agosto de 2005, la construcción con las siguientes actividades:
  - Movilización del personal de INCOPRO y proyectos
  - Inicio de obra civil (bases de concreto para bandejas)
  - Soldadura de soportes T para bandejas
- Al 26 de agosto de 2005 se inició la construcción de las siguientes actividades, faltando por llegar la computadora de flujo:
  - Fundición de bases y construcción de soportes
  - Calibración de transmisores de presión
  - Instalación de bandejas de 4" y 6"
  - Soldadura de spools de la unidad LACT
- Al 9 de septiembre de 2005, sucedió la construcción de las siguientes actividades, faltando aún la entrega de la computadora de flujo:
  - Instalación de paneles y junction box
  - Pruebas de comunicaciones estaciones de monitoreo-controlador
  - Instalación de unidad de medición hacia refinería
  - Instalación de instrumentación
- A la fecha prevista, el 16 de septiembre de 2005, se realizaron las siguientes operaciones, faltando aún por recibir la computadora da flujo:
  - Cableado de junction boxes y panel
  - Calibración de instrumentación
- Al 23 de septiembre de 2005, se continuó esperando la entrega de la computadora de flujo para poder poner en período de prueba la Unidad de Medición.

- Hasta el 7 de octubre de 2005 no se pudo iniciar la configuración de la computadora de flujo antes de la fecha prevista de culminación de la obra (23 de septiembre de 2005), dado a que sufrió demoras de salida en aduana.
- Se inició el montaje, conexión y configuración de la computadora de flujo el 14 de octubre de 2005 y se finalizó, la obra de la instalación de la Unidad LACT de Casa Bomba, el 21 de octubre del mismo año.

## 10 CONCLUSIONES

### 10.1 RESUMEN

Hasta la presente fecha, se sigue trabajando en los pasos que conllevan al cumplimiento del proyecto de "Implementación de la Unidad de Medición de Crudo LACT en el Campo Gustavo Galindo V., en Ecuador", con el objetivo principal de realizar la medición con precisión de volúmenes de crudo producido en dicho campo petrolero. Este campo, se encuentra ubicado a 130 kilómetros de la ciudad de Guayaquil, específicamente en la Península de Santa Elena, Provincia del Guayas. Así, de acuerdo a los reportes de construcción, por la automatización del proceso de medición de crudo producido en el mencionado campo, en Casa Bomba se han instalado los equipos, instrumentos y accesorios que conforman la Unidad de Medición de Crudo y Transferencia a la Refinería La Libertad.

Efectivamente la Unidad LACT de Casa Bomba se encuentra en período de prueba, es decir, dicha unidad está operando no oficialmente y registrando los datos de producción de petróleo crudo, en espera de ser legalizado su funcionamiento bajo la acreditación de la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ecuador.

Este apartado tiene como finalidad exponer las conclusiones adquiridas de acuerdo a los resultados obtenidos a la fecha, y las ventajas que se pueden llegar a obtener con la puesta en marcha de este proyecto.



CIB-ESPOL

### 10.2 PRINCIPAL

El desarrollo en cuanto a implementación de distintos tipos de Unidades LACT, ha cambiado y contribuido significativamente en el proceso de medición, muestreo, análisis y transferencia de petróleo crudo. Hasta hace algunos años, los procesos antes mencionados, fundamentalmente involucrados en la producción de petróleo, eran motivo de consumo innecesario de tiempo valioso para poder ser invertido en otras actividades en la operación de las facilidades de producción; y básicamente ineficiencia en los resultados de medición. Siendo el último efecto, una consecuencia muy perjudicial en la comercialización del petróleo crudo.

A pesar de las complejidades de la calibración de equipos y la estricta medición del petróleo producido en los campos de petróleo, este tipo de equipo de fiscalización y transferencia de crudo automático, LACT, pueden realizar las tareas siguientes con mucha precisión:

- ❖ Medir y registrar el volumen acumulado de petróleo crudo producido en un campo de explotación de petróleo.
- ❖ Detectar la presencia de agua en el flujo de petróleo producido y calcular su porcentaje de agua y sedimentos que están en él.
- ❖ En casos de producción excesiva de agua de los pozos de petróleo, la Unidad LACT, puede desviar el flujo hacia los tanques de tratamiento de hidrocarburos líquidos.
- ❖ Determinar y registrar la temperatura del petróleo crudo producido.
- ❖ Verificar la exactitud de los medidores de flujo y proveerles de calibración cuando es requerido.
- ❖ Tomar muestras de la corriente de flujo de petróleo crudo producido para proceder a realizar las pruebas convencionales del mismo.
- ❖ Medir y registrar la Gravedad API del petróleo crudo producido.
- ❖ Dirigir la producción de los pozos desde un tanque a otro y así direccional esta producción a las líneas de superficie y posteriormente de oleoducto.

En suma, el éxito del funcionamiento de la Unidad LACT del Campo Gustavo Galindo V., radicará en una instalación correcta de la misma, así como de su calibración, operación y mantenimiento de la misma, es decir de la capacitación y conocimientos del personal de producción.

### **10.3 PERÍODO DE PRUEBA**

El período de prueba de la Unidad LACT en operación conjunta con el resto de los equipos automatizados de la estación de producción de Casa Bomba inició en septiembre de 2005 aún a pesar que la computadora de flujo de la unidad no había sido configurada. Dicha operación de medición del petróleo crudo producido en el Campo Gustavo Galindo V., se pudo iniciar ya que el medidor de flujo de desplazamiento positivo y demás equipos y accesorios de la unidad de medición ya habían sido instalados y calibrados para poder ser puestos en funcionamiento. Los principales limitantes con los que se contó en el inicio de este período de prueba de la Unidad LACT, fue el hecho de no poder elaborar los reportes automáticos de la producción de petróleo del campo y además no poder determinar automáticamente las características del fluido producido, como °API, %BSW, entre otras funciones importantes.

Durante este período que lleva ya 7 meses de prueba, el ahorro del tiempo en la ejecución de medición automática de petróleo producido ha sido el principal beneficio obtenido con el inicio de la implementación de la Unidad LACT en Casa Bomba; así como la mejora de resultados de medición y la mejora notable del desempeño de los operadores en las facilidades de producción, en otras actividades que requieren de mayor esfuerzo físico y mental. En suma a lo mencionado anteriormente, la Implementación del Sistema Automatizado LACT de Medición de Crudo del Campo Gustavo Galindo V., constituirá una vez que la obra haya sido legalizada, un gran aporte económico a la empresa operadora de dicho campo, PACIFPETROL, al Estado Ecuatoriano, y por defecto a la población de la Península de Santa Elena en cuanto a obras civiles, educación escolar y mejora del nivel de vida de las comunidades aledañas al campo petrolero en mención.

Finalmente, cabe añadir en este apartado con el objetivo de informar sobre el proceso de legalización y funcionamiento de la Unidad LACT, que normalmente en Ecuador estas unidades se calibran cada 15 días, pero en el caso del Campo Gustavo Galindo V., dado a que se tiene un crudo liviano de 37 °API, es posible que se realicen la calibración de la unidad cada 2 meses. Todo dependerá de que decisión tome la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ecuador (DNH), una vez que los trámites para la aprobación o legalización de la misma finalicen. Así de esta manera se espera que en pocos meses o tal vez menos la obra sea puesta en marcha oficialmente.

#### **10.4 RECOMENDACIONES**

El uso de este proyecto podrá servir como base en el trabajo para futuras instalaciones dentro del mismo Campo Gustavo Galindo V., u otros campos del Grupo Synergy, grupo de capital brasilero el cual ha realizado grandes inversiones en el Ecuador, asociándose con grupos nacionales y creando empresas petroleras entre las cuales se incluyen PACIFPETROL, PETROBELL, e IMTEROIL.

Como recomendación personal técnica se tiene:

- Una vez finalizado el período de prueba de la Unidad LACT de Casa Bomba, poner en funcionamiento oficial y sincronizado la misma.
- Manejar correctamente los equipos de medición automatizados de acuerdo a los estándares de medición y posteriormente transferencia y comercialización de crudo a la Refinería La Libertad.
- Capacitar al personal constantemente en caso de mejoras e innovación en el sistema de producción automático.

## 11 BIBLIOGRAFÍA

### 11.1 BIBLIOGRAFÍA GENERAL

COORDINACIÓN GENERAL DE ASUNTOS INTERNACIONALES Y RELACIONES PARLAMENTARIAS (en línea). Versión 2005-04: "Ley de Hidrocarburos de Ecuador, Resumen ejecutivo". Ecuador. Consulta realizada el 18 de mayo de 2006.

[http://www.senado.gob.mx/internacionales/assets/docs/relaciones\\_parlamentarias/america/foros/parla\\_centro/parlacen6\\_7.pdf](http://www.senado.gob.mx/internacionales/assets/docs/relaciones_parlamentarias/america/foros/parla_centro/parlacen6_7.pdf)

INCOPRO et al (CD). Versión 2006: "Información de Servicios de Instrumentación y Control de Procesos". INCOPRO S.A. Quito.

ITSICA et al (CD). Versión 2006: "Curso de Instrumentación". Instituto Tecnológico de Instrumentación Industrial y Control Automático de Procesos. Quito.

MC. CAIN, William (1990): The Properties of Petroleum Fluids. Penn Well Books. Tulsa.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DEL ECUADOR (en línea). Versión 2005: "Protección Ambiental, Normativa Legal". Quito. Consulta realizada el 18 de mayo de 2006. <http://www.menergia.gov.ec/secciones/ambiental/dinapaMarcoLegal.html>

PACIFPETROL S.A. (2005): Departamento de Ingeniería de Proyectos y de Producción del Campo Gustavo Galindo V. Ancón.

PROUBASTA, María Dolores (1996): Glossary of the Petroleum Industry. Penn Well Publishing Company, Tulsa.

QUIROGA, Kléver (1980): Exploración, Perforación de Pozos de Petróleo y Producción de Hidrocarburos. Quito.

RIOFRÍO, Héctor; MALAVÉ, Kléver (2005): Apuntes de Clase de Asignaturas de Producción de Petróleo y Facilidades de Superficie. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (2005): Petroleum Engineering Handbook. Texas.

TEUSACA et al (CD). Versión 2006: "Ingeniería, Servicios y Capacitación del Ecuador". TEUSACA S.A. Quito.

VAN DYKE, Kate (1997): Fundamentals of Petroleum. Petroleum Extension Service, Tulsa.



## 11.2 DIRECCIONES ELECTRÓNICAS

EESIFLO MEASURING FLOW WORLDWIDE (en línea). Versión 2002 "EESIFLO EASZ-1 BS&W Loop Powered Watercut Meter". EESIFLO International PTE Limited Corporate Headquarters. Singapore. Consulta realizada el 3 de abril de 2006. [http://www.eesiflo.com/products/easz1\\_bsw\\_01.html](http://www.eesiflo.com/products/easz1_bsw_01.html)

FLOWMETER DIRECTORY (en línea). Versión 2002-05-23 "LACT Unit Design". Welker Flow Measurement Systems Inc. USA. Consulta realizada el 2 de abril de 2006. [http://www.flowmeterdirectory.com/flowmeter\\_artc/flowmeter\\_artc\\_02052301.html](http://www.flowmeterdirectory.com/flowmeter_artc/flowmeter_artc_02052301.html)

FLOW & MEASUREMENT ARTICLES (en línea). Versión 2004 "Flow and Measurement Articles". Flow Research Inc. Massachussets. Consulta realizada el 30 de abril de 2006. <http://www.flowresearch.com/articles.htm>

LIMCO ELECTROMATIC (en línea). Versión 2001: "L.A.C.T. Unit Providing - The Role of the Witness". Linco-Electromatic, Inc. Texas. Consulta realizada el 3 de abril de 2006. <http://www.lcmc.com/support/technotes/roleofthewitness.htm>

LIMCO ELECTROMATIC (en línea). Versión 2001: "Temperature Compensation in Liquid Measurement". Linco-Electromatic, Inc. Texas. Consulta realizada el 4 de abril de 2006. <http://www.lcmc.com/support/technotes/temperaturecorrection.htm>

PACIFPETROL (en línea). Versión 2006-05-08 "Web Site PACIFPETROL". PACIFPETROL S.A. Ancón. Consulta realizada el 8 de mayo de 2006. [http://www.pacifpetrol.com/PacifSite/Pacifsite\\_1024x768/\\_webs/PWP\\_Nstra\\_Emp.htm](http://www.pacifpetrol.com/PacifSite/Pacifsite_1024x768/_webs/PWP_Nstra_Emp.htm)

PROYECTO ANCÓN (en línea). Versión 2006-05-05 "Inicio de la explotación del Campo Petrolero Gustavo Galindo V." Proyecto Ancón de la Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil. Consulta realizada el 7 de mayo de 2006. <http://www.proyectoancon.espol.edu.ec/estado.htm>

PROYECTO ANCÓN (en línea). Versión 2006-05-05 "El Petróleo" Proyecto Ancón de la Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil. Consulta realizada el 8 de mayo de 2006. <http://www.proyectoancon.espol.edu.ec/petroleo.htm>

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR  
DE  
INGENIEROS DE MINAS**

**DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DE  
RECURSOS MINERALES Y OBRAS  
SUBTERRÁNEAS**

**IMPLEMENTACIÓN DE LA UNIDAD DE  
MEDICIÓN DE CRUDO LACT EN EL  
CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO (ECUADOR)**

**DOCUMENTO N° 2: ESTUDIO ECONÓMICO**

## **1 ESTIMACIÓN DE COSTOS**

### **1.1 INTRODUCCIÓN**

La implementación de la Unidad LACT permitirá cuantificar la producción real de petróleo crudo en el Campo Gustavo Galindo V., operado por la Compañía PACIFPETROL S.A.

La producción de petróleo crudo real medida, ahora en período de prueba, por dicha unidad, resulta en un mayor volumen que la usualmente se obtiene de la medición y corrección manual, realizada en Casa Bomba. De esta manera, ésto supone un incremento en los ingresos y la justificación de los costos del Proyecto de Implementación de la Unidad de Medición de Crudo LACT en el Campo Gustavo Galindo Velasco.

El análisis de los costos, establecerá las diferencias entre el presupuesto estimado AFE y los costos actuales incurridos en la implementación de dicho proyecto. Esta información permitirá observar como se llevó la planificación desde el punto de vista económico.

### **1.2 ANÁLISIS DE COSTOS**

El valor perteneciente a la inversión de los equipos y materiales de la Unidad LACT como tal es de aproximadamente 63.000 USD. El costo total por la inversión del Sistema de Medición general en Casa Bomba fue de 278 191,57 USD, el mismo que tenía un presupuesto máximo de 290 992,96 USD. En resumen, los costos incurridos en la automatización total de estación de producción, llamada Casa Bomba, incluido el costo de la Unidad LACT fue de 278 191,57 USD, mencionado previamente.

El tiempo de ejecución del proyecto fue de 173 días, iniciando el 1 de mayo de 2005 y culminando el 21 de octubre de 2005. En función del tiempo de implementación, los costos incurridos, siguiendo la planificación, se comportaron de la siguiente manera existiendo un ahorro del costo estimado al actual de 12 801,39 USD. En el Documento N° 3 de este proyecto. Anexos, se presentará el desglose de los costos por equipos y materiales de la Unidad LACT de manera detallada.

Tabla 1-1: Tiempo – Costos

FECHA (MES/DÍA/AÑO)	COSTOS (USD)
2005-05-11	0
2005-05-19	0
2005-05-26	93 355
2005-06-02	93 355
2005-06-10	101 184
2005-06-16	252 542
2005-06-23	255 339
2005-06-30	257 337
2005-07-08	269 700
2005-07-15	275 940
2005-07-22	276 685
2005-08-05	276 685
2005-08-12	276 883
2005-08-19	276. 883
2005-08-26	277 566
2005-09-09	277 854
2005-09-16	277 854
2005-09-23	277 854
2005-09-30	278 192
2005-10-07	278 192
<b>2005-10-14</b>	<b>278 192</b>

FUENTE: PACIFPETROL



CIB-ESPOL

Los costos mostrados en la tabla 1-1, relacionan la implementación del proyecto general de automatización de Casa Bomba en función del tiempo, dando como resultado, que la planificación propuesta está en adecuada relación a las actividades necesarias para la implementación y puesta en marcha realizadas. Sin embargo, existieron costos indirectos relacionados a los equipos adquiridos por importación, ya que éstos sufrieron retrasos y alargó el tiempo de ejecución en 28 días: siendo el caso de la obtención, instalación y calibración de la computadora de flujo de la Unidad LACT, la misma que retrasó todo su itinerario por motivos de aduana.

## **2 ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS**

La implementación de la medición automatizada de la producción de petróleo crudo en Casa Bomba presenta un beneficio y valor agregado a las actividades de la compañía operadora, PACIFPETROL, y por ende al Estado Ecuatoriano.

Relacionando la medición fiscalizada de la producción de petróleo crudo llevado de la manera tradicional, es decir manualmente y la medición en período de prueba y aprobación, por parte de la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ecuador, con el uso de la Unidad LACT, su comparación da como resultado que los valores de volúmenes netos medidos, son mayores con el uso de dicha unidad.

A continuación presentamos datos relacionados con los resultados de medición de la producción del campo medida por los dos métodos, el convencional (manual) y el automatizado.

### **2.1 OBSERVACIONES**

La Unidad LACT empezó a funcionar en período de prueba y desde el mes de septiembre de 2005, por lo que se cuentan con los datos de prueba desde esa fecha.

Para realizar las pertinentes comparaciones, se computó los datos de medición convencionales en el mismo periodo de funcionamiento de la Unidad LACT.

#### **Cuadros Comparativos**

En la tabla 2-1 se indican la producción de petróleo crudo medido convencionalmente y bombeado a PETROECUADOR, con referencia a su acumulado mensual.

**Tabla 2-1:** Producción acumulada de petróleo crudo del

Campo Gustavo Galindo V., medición convencional (medición manual)

**Nota:** para convertir de barriles a m<sup>3</sup> se multiplica por el factor 1.589 873x10<sup>-1</sup>

Producción Mensual Convencional	Acumulado Convencional (bl a 60 °F)	BSW (%) a 60 °F	° API (60 °F)	Diario (bl/día)
Septiembre de 2005	53 817	0,4	35,8	1736
Octubre de 2005	54 062	0,3	36,1	1744
Noviembre 2005	54 587	0,4	35,5	1820
Diciembre de 2005	57 051	0,4	35,6	1840
Enero de 2006	56 629	0,5	35,6	1827
Febrero de 2006	44 631	0,2	35,6	1594
Marzo de 2006	41 185	0,2	35,3	1373
<i>Promedio Diario (Periodo septiembre de 2005 a marzo de 2006)</i>			<i>1705</i>	

FUENTE: PACIFPETROL

En la tabla 2-2 se indica la producción de petróleo crudo medida durante período de prueba de la Unidad LACT con automatización de la estación de producción, el mismo que se bombearía a PETROECUADOR en el caso de ser cuantificado y controlado por dicha unidad de medición.

**Tabla 2-2:** Producción acumulada de petróleo crudo del

Campo Gustavo Galindo V., medición automatizada

**Nota:** para convertir de barriles de petróleo a m<sup>3</sup> se multiplica por el factor 1.589 873x10<sup>-1</sup>

Producción Mensual LACT	Acumulado LACT (bl a 60 °F)	BSW (%) a 60 °F	° API (60 °F)	Diario (bl/día)
Septiembre de 2005	54 346	0,2	37	1753
Octubre de 2005	55 026	0,2	37	1775
Noviembre de 2005	59 840	0,2	37	1995
Diciembre de 2005	59 678	0,2	37	1925
Enero de 2006	62 215	0,2	37	2007
Febrero de 2006	45 956	0,2	37	1641
Marzo de 2006	44 715	0,2	37	1490
<i>Promedio Diario (Periodo septiembre de 2005 a marzo de 2006)</i>			<i>1798</i>	

FUENTE: PACIFPETROL

En la tabla 2-3 se muestra la comparación de la producción de petróleo crudo medido convencionalmente y medido en período de prueba o medido automáticamente en Casa Bomba:

**Tabla 2-3:** Resultado de la comparación de la producción acumulada de petróleo crudo del Campo Gustavo Galindo V., bajo dos métodos

**Nota:** para convertir de barriles de petróleo a m<sup>3</sup> se multiplica por el factor  $1.589\ 873 \times 10^{-1}$

Producción Mensual	Acumulado LACT (bl a 60 °F)	Acumulado Convencional (bl a 60 °F)	Diferencia (bl)
Septiembre de 2005	54 346	53 817	529
Octubre de 2005	55 026	54 062	964
Noviembre de 2005	59 840	54 587	5253
Diciembre de 2005	59 678	57 051	2627
Enero de 2006	62 215	56 629	5586
Febrero de 2006	45 956	44 631	1324
Marzo de 2006	44 715	41 185	3530
<b>Total de barriles de diferencia:</b>		<b>19 813</b>	

**FUENTE:** PACIFPETROL

Total de barriles extras cuantificados con el uso de prueba de la Unidad LACT en un periodo de 7 meses: 19 813 bl de petróleo crudo a condiciones estándar.

## 2.2 CONCLUSIONES

De acuerdo a los datos observados y comparados con los dos métodos de medición de petróleo crudo en el Campo Gustavo Galindo V., la compañía operadora de dicho campo, PACIFPETROL, hubiese aumentado sus ingresos en el orden de 1 188 780 USD, considerando un precio promedio del crudo de 60 USD el barril y un período de 7 meses, si la unidad de medición hubiese funcionado oficialmente en el campo. Esto representa durante el tiempo en que la compañía operará en este campo, de aproximadamente 10 años más, siguiendo este porcentaje incremental a las condiciones técnicas y económicas actuales, un ingreso adicional del orden de los 20 379 080 USD. Obviamente representando un gran beneficio para ella y el Ecuador si se operara la estación de producción, Casa Bomba, de manera correcta, siguiendo los procedimientos

estándar de medición y calibración de los equipos ahora automatizados y por supuesto con la mejora continua e innovación de los conocimientos del personal operador.

Por otra parte, otros beneficios directos claramente palpable durante este período de prueba de la unidad, han sido el ahorro del tiempo en la ejecución de la medición de petróleo crudo, la cantidad de operadores en esta actividad y reducción al máximo de errores en los resultados de la medición de hidrocarburos líquidos. Evaluando este beneficio, la productividad de las operaciones aumenta, teniendo en cuenta que el tiempo y trabajo dedicado a esta función serán reemplazados por la automatización, y los esfuerzos humanos serán encaminados a otras actividades que presenten la necesidad de agregar componente humano.



**CIB-ESPOL**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR  
DE  
INGENIEROS DE MINAS**

**DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DE  
RECURSOS MINERALES Y OBRAS  
SUBTERRÁNEAS**

**IMPLEMENTACIÓN DE LA UNIDAD DE  
MEDICIÓN DE CRUDO LACT EN EL  
CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO (ECUADOR)**

**DOCUMENTO N° 3: ANEXOS**

ANEXO A: COSTES DE LA UNIDAD LACT DE CASA BOMBA

DESCGLOSE DE COSTOS DE LA UNIDAD LACT									
Orden de Compra	Proveedor	Description	UNID	Cant.	Costo Unitario (USD)	Costo Total (USD)	IVA (USD)	TOTAL (USD)	
420-2005	SEBATELEC	Conduit conduit outlet bodies W/cover 1/2 CH OELR1	MT	14	9.70	135.78	16.29	152.07	
		Conduit conduit outlet bodies W/cover 1 CH OELR1	MT	14	16.60	232.41	27.89	260.50	
		Conector male / Female 1" - 1/2	EA	8	1.82	14.55	1.75	16.30	
		Threaded rigid bodies T38	EA	8	13.85	110.77	13.29	124.06	
		Blank cover 380F	EA	8	3.07	24.55	2.95	27.50	
		Solid gaskets gask 853N	EA	8	2.43	19.45	2.33	21.78	
		Threaded rigid bodies LB18 1/2	EA	8	6.21	49.64	5.96	55.60	
		Blank cover 180F	EA	8	1.82	14.55	1.75	16.30	
		Solid gaskets gask 851N	EA	8	1.82	14.55	1.75	16.30	
		Conduit LBY1	EA	2	12.67	25.33	3.04	28.37	
		Sealing fittings EYS116 1/2	EA	8	10.65	85.20	10.22	95.42	
		Straight connectors LT-50	EA	8	0.81	6.46	0.78	7.24	
		Universal de 1/2 UNY	EA	8	8.61	68.85	8.26	77.11	
		Union rigida de 1/2	EA	8	0.74	5.92	0.71	6.63	
		Manguera sellada de 1/2	MT	8	1.62	12.92	1.55	14.47	
		Plug 1"suat head PFG35M	EA	2	2.21	4.42	0.53	4.95	
<b>TOTAL</b>					<b>825.35</b>	<b>99.04</b>	<b>924.39</b>		
421-2005	DISTRIBUIDORA RIMOLINA	Hierro Corrugado 12MM *12 M	EA	12	8.07	96.86	11.62	108.48	
		Cemento gris	SACO	20	4.56	91.25	10.95	102.20	
		Arena gruesa hormigon	m3	5	9.82	49.11	5.89	55.00	
		Piedra 1/2	m3	6	17.63	105.75	12.69	118.44	
		<b>FLETE</b>							26.12

					<b>TOTAL</b>	342,96	41,16	384,2
422-2005	MINGA	PD Meter Max 854 BPM a 11Cp (Ansi 150) P/N SMT-F4-S3	EA	1	18 729,93	18 729,93	2247,59	20 977,52
		Universal Pressure transmitter S/N SMT-UPT-XU-1000 STD00	EA	1	1 583,47	1583,47	190,02	1773,49
		Large numerical counter and accumulative ticket printer S/N SMT-LNC-2600	EA	1	1302,38	1302,38	156,29	1458,67
		In line strainer 4" ansi 150# RF Body style standard with basket with 40 mesh (standard) with RB head	EA	1	5135,74	5135,74	616,29	5752,03
		w/Buna-N w/Differential pressure gauge & switch S/N SMT-S4-1-ST-40-R1-S						
					<b>TOTAL</b>	<b>26 751,52</b>	<b>3210,18</b>	<b>29 961,70</b>
423-2005	INTELWARE	TT301-12-10/BU/T4/L3/I1/J1	EA	1	768,60	768,60	92,23	860,83
		Transmisor de presión (SMAR)	EA	2	1135,68	2271,36	272,56	2543,92
					<b>TOTAL</b>	<b>3039,96</b>	<b>364,80</b>	<b>3404,76</b>
426-2005	CIAPROMASE	Manómetro ASCROFT modelo: 45 1279SS 04L XXL XNH XSG CD1 XAJ	EA	1	160,76	160,76	19,29	180,05
					<b>TOTAL</b>	<b>160,76</b>	<b>19,29</b>	<b>180,05</b>
427-2005	TEXTRON	Pernos Hilti 3/4*10"	EA	8	13,36	106,88	12,83	119,71
					<b>TOTAL</b>	<b>106,88</b>	<b>12,83</b>	<b>119,71</b>
543-2005	DIPAC	Plancha antideslizante 3mm	EA	4	65,85	263,40	31,61	295,01
		Plancha antideslizante 5.5mm	EA	2	130,37	260,74	31,29	292,03
		IPE 160 * 82 * 5 * 5.8	EA	3	89,10	267,30	32,08	299,38
					<b>TOTAL</b>	<b>791,44</b>	<b>94,97</b>	<b>886,41</b>
457-2005	CIAPROMASE	Termómetro bometálico ASHCROFT Bulbo angulo variable Modelo: 30EL 60E 040 0/250 grados F y grados centigrados XSG	EA	1	261,15	261,15	31,34	292,49

					<b>TOTAL</b>	261.15	31.34	292.49
462-2005	INCOPRO	Omni 3000 Model: NE4OPT-3-1D-1S-1A-1E-R20 (flow computer)	EA	1	13 500,00	13 500,00	1620,00	15 120,00
					<b>TOTAL</b>	13 500,00	1620,00	15 120,00
		Cable sin armar 1pr OKONITE 264-10-4401	feet	377	0,53	198,20	23,78	221,98
		Cable sin armar 3c OKONITE 202-10-2153	feet	118	1,10	130,30	15,64	145,94
					<b>TOTAL</b>	328,50	39,42	367,92
471-2005	JUAN CEVALLOS	Válvula de globo bridada 6" x150 acero al carbon USA	EA	1	600,00	600,00	72,00	672,00
					<b>TOTAL</b>	600,00	72,00	672,00
483-2005	JUAN CEVALLOS	Brida WN RF 4 CL 150	EA	32	15,30	489,60	58,75	548,35
		Brida WN RF 6 CL 150	EA	3	25,50	76,50	9,18	85,68
		Gasket spiral wound 4CL 150	EA	60	4,25	255,00	30,60	285,60
		Esparrago a 193 B7 de 5/8" x 3 3/4" electro CAD	EA	100	1,28	128,00	15,36	143,36
		Esparrago A193 B7 de 3/4 x 4 1/4" electro CAD	EA	156	1,57	244,92	29,39	274,31
		Codo de 6" 90 grados SCH 40	EA	4	15,30	61,20	7,34	68,54
		Tee red de 6" x 4" SCH 40	EA	2	45,90	91,80	11,02	102,82
		Tee red de 4 x 4" SCH 40	EA	5	16,15	80,75	9,69	90,44
		Tubería 4" SCH 40 SMLS	MT	12	24,65	295,80	35,50	331,30
		Válvula de bola de 3/4" CL 150 THRD	EA	2	6,80	13,60	1,63	15,23
		Threadolet 3/4" CL 300	EA	10	10,20	102,00	12,24	111,24
		Pernos en U diam. 4" * esp 5/16	EA	25	8,50	212,50	25,50	238,00
		1 NPT * 3" long pipe nipple A106-B-CS SCH 40 seamless TBE	EA	41	2,26	92,66	11,12	103,78



		3/4 NPT * 3" long pipe nipple A106-B CS SCH 40 SEAMLESS TBE	EA	44	1.50	66,00	7,92	73,92	
		1" NPT * 3/4 NPT Swage nipple A106B CS SCH 40 SEAMLESS TBE	EA	14	19.60	274.40	32.93	307.33	
		1" Universal THR Galv. CL 3000	EA	14	13.77	192.78	23.13	215.91	
		2 RF * 3/4 FLGD Reduc 150# THR	EA	14	34.43	482.02	57.84	539.86	
		2 RF * 1 FLGD Reduc 150# THR	EA	14	30.98	433.72	52.05	485.77	
		1/2 NPT Plug 316L SSTL Class 3000 THR	EA	7	4.59	32.13	3.86	35.99	
		1/2 NPT * short pipe Nipple 316 SSTL	EA	1	9.18	9.18	1.10	10.28	
		1/2 Union NPT Male / Female 316 SSTL Hex Head	EA	2	5.74	11.48	1.38	12.86	
		Thermoweld Conexión 3/4 MNPT THRD 1/2 FNPT Dimen 4 1/2	EA	2	43.61	87.22	10.47	97.69	
		Angulos 65* 60 * 5mm	EA	4	35.91	143.64	17.24	160.88	
						<b>TOTAL</b>	<b>4070,45</b>	<b>488,45</b>	<b>4558,90</b>
486-2005	MAINCOPETRO	Brida ciega 4" ANSI 150 RF	Each	8	18.77	150,16	18,02	168,18	
		Brida ciega 6" ANSI 150 RF	Each	3	33.09	99,27	11,91	111,18	
		Codo 4" * 9 0 grados SCH 40 para Soldar	Each	7	7.44	52,08	6,25	58,33	
		Union 3/4 * 3000 roscada, carbon steel	Each	14	1.95	27,30	3,28	30,58	
						<b>TOTAL</b>	<b>328,81</b>	<b>39,46</b>	<b>368,27</b>
487-2005	JUAN CEVALLOS	1" NPT Tee CL 150 THR CS	Each	14	9.18	128.52	15.42	143.94	
		Paquetes de amarras de 100 Unidades cada paquete	PQ	8	0.53	4.24	0.51	4.75	

		Pernos de expansión 3/8 * 4	Each	184	0,39	71.76	8.61	80.37	
		3/4 NPT Plug, hex head CL 3000 THR Galv	Each	7	2.66	18.62	2.23	20.85	
		Threadolets 4 * 1 1/2 CL 3000	Each	1	22.00	22.00	2.64	24.64	
		Quick conector 4" macho rápido	Each	2	21.00	42.00	5.04	47.04	
		Abrazaderas 1" galv.	Each	10	2.00	20.00	2.40	22.40	
						<b>TOTAL</b>	<b>307,14</b>	<b>36,86</b>	<b>344,00</b>
488-2005	SURTIA CEROS	Valve Ball 4" CL 150 CS. Body, RF FLGD. Full Port. Floating ball 316SS Ball & STEM. lever oper-Tag BA -113	Each	5	390.00	1 950.00	234.00	2 184.00	
		Basket strainer 4IN. 150 RF, FLG. A216-GR. WCB 1/85 Pert 2" NPT Blowoff, W/20 Mesh Liner (filtro en Y de 4")	Each	1	330.00	330.00	39.60	369.60	
		Reduccion BW Concentric 6 * 4 IN. NPS STD CS A 234 WPB	Each	5	13.00	65.00	7.80	72.80	
		3/8 OD * 3/4 NPT Male connector, compression 316SS	Each	14	19.00	266.00	31.92	29.92	
		3/4" FNPT Ball lvalve, carbon steel class 2000 Threaded	Each	36	20.00	720.00	86.40	806.40	
		1" FNPT Ball Valve Carbon Steel Class 2000 Threaded	Each	14	26.00	364.00	43.68	407.68	
		Plug Square head M/NPT 3/4" Carbon steel	Each	6	1.00	6.00	0.72	6.72	
		Plug Square head M/NPT 1 1/4" Carbon steel	Each	1	1.20	1.20	0.14	1.34	
						<b>TOTAL</b>	<b>3702.20</b>	<b>444.26</b>	<b>4146.46</b>
489-2005	METALECTRO	STD U - Bolt 4" ( perno en U para tubería de 4". incluye dos tuercas. Galvanizado electrolítico, rosca 3/8")	Each	10	4.42	44.20	5.30	49.50	
		STD U - Bolt 1" (perno en U para tubería de 1". incluye dos tuercas. Galvanizado, electrolítico, rosca 5/16")	Each	20	1.41	28.20	3.38	31.58	
						<b>TOTAL</b>	<b>72.40</b>	<b>8.69</b>	<b>81.09</b>

498-2005	INCOPRO	Panel según indicaciones y diseño discutido en oficinas de Incopro xcot. ICP-CO-545-10	Each	1	806.19	806,19	96,74	90,93
		Accesorios (borneras adicionales, precableado, marquillas)	Each	1	158,70	158,70	19,04	177,74
		Mano de obra adicional	Each	1	163,33	163,33	19,60	182,93
					<b>TOTAL</b>	<b>1128,22</b>	<b>135,39</b>	<b>1263,61</b>

*FUENTE: PACIFPETROL*

**NOTA:** El costo de los materiales y equipos asociados a la implementación de la Unidad de Medición LACT fue de 63 075,87 USD. Este rubro se complementan con valores adicionales no mostrados en esta tabla.

ANEXO B: LEY DE GESTIÓN AMBIENTAL DE OPERACIONES  
HIDROCARBURÍFERAS EN ECUADOR

## **LEY DE GESTION AMBIENTAL**

### **↳ LEY NO. 37. RO/ 245 DE 30 DE JULIO DE 1999**

#### **Título I Ámbito y Principios de la Ley**

Art. 1.- La presente Ley establece los principios y directrices de política ambiental; determina las obligaciones, responsabilidades, niveles de participación de los sectores público y privado en la gestión ambiental y señala los límites permisibles, controles y sanciones en esta materia.

Art. 2.- La gestión ambiental se sujeta a los principios de solidaridad, corresponsabilidad, cooperación, coordinación, reciclaje y reutilización de desechos, utilización de tecnologías alternativas ambientalmente sustentables y respecto a las culturas y prácticas tradicionales.

Art. 3.- El proceso de Gestión Ambiental, se orientará según los principios universales del Desarrollo Sustentable, contenidos en la Declaración de Río de Janeiro de 1992, sobre Medio Ambiente y Desarrollo.

Art. 4.- Los reglamentos, instructivos, regulaciones y ordenanzas que, dentro del ámbito de su competencia, expidan las instituciones del Estado en materia ambiental, deberán observar las siguientes etapas, según corresponda, desarrollo de estudios técnicos sectoriales, económicos, de relaciones comunitarias, de capacidad institucional y consultas a organismos competentes e información a los sectores ciudadanos.

Art. 5.- Se establece el Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental como un mecanismo de coordinación transectorial, interacción y cooperación entre los distintos ámbitos, sistemas y subsistemas de manejo ambiental y de gestión de recursos naturales. En el sistema participará la sociedad civil de conformidad con esta Ley.

Art. 6.- El aprovechamiento racional de los recursos naturales no renovables en función de los intereses nacionales dentro del patrimonio de áreas naturales protegidas del Estado y en ecosistemas frágiles, tendrán lugar por excepción previo un estudio de factibilidad económico y de evaluación de impactos ambientales.

#### **Título II del Régimen Institucional de la Gestión Ambiental**

##### **➤ Capítulo I del Desarrollo Sustentable**

Art. 7.- La gestión ambiental se enmarca en las políticas generales de desarrollo sustentable para la conservación del patrimonio natural y el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales que establezca el Presidente de la República al aprobar el Plan Ambiental Ecuatoriano. Las políticas y el Plan mencionados formarán parte de los

objetivos nacionales permanentes y las metas de desarrollo. El Plan Ambiental Ecuatoriano contendrá las estrategias, planes, programas y proyectos para la gestión ambiental nacional y será preparado por el Ministerio del ramo. Para la preparación de las políticas y el plan a los que se refiere el inciso anterior, el Presidente de la República contará, como órgano asesor, con un Consejo Nacional de Desarrollo Sustentable, que se constituirá conforme las normas del Reglamento de esta Ley y en el que deberán participar, obligatoriamente, representantes de la sociedad civil y de los sectores productivos.

## ➤ **Capítulo II de la Autoridad Ambiental**

Art. 8.- La autoridad ambiental nacional será ejercida por el Ministerio del ramo, que actuará como instancia rectora, coordinadora y reguladora del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental, sin perjuicio de las atribuciones que dentro del ámbito de sus competencias y conforme las leyes que las regulan, ejerzan otras instituciones del Estado. El Ministerio del ramo, contará con los organismos técnico - administrativos de apoyo, asesoría y ejecución, necesarios para la aplicación de las políticas ambientales, dictadas por el Presidente de la República.

Art. 9.- Le corresponde al Ministerio del ramo:

- a) Elaborar la Estrategia Nacional de Ordenamiento Territorial y los planes seccionales;
- b) Proponer, para su posterior expedición por parte del Presidente de la República, las normas de manejo ambiental y evaluación de impactos ambientales y los respectivos procedimientos generales de aprobación de estudios y planes, por parte de las entidades competentes en esta materia;
- c) Aprobar anualmente la lista de planes, proyectos y actividades prioritarios, para la gestión ambiental nacional;
- d) Coordinar con los organismos competentes para expedir y aplicar normas técnicas, manuales y parámetros generales de protección ambiental, aplicables en el ámbito nacional; el régimen normativo general aplicable al sistema de permisos y licencias de actividades potencialmente contaminantes, normas aplicables a planes nacionales y normas técnicas relacionadas con el ordenamiento territorial;
- e) Determinar las obras, proyectos e inversiones que requieran someterse al proceso de aprobación de estudios de impacto ambiental;
- f) Establecer las estrategias de coordinación administrativa y de cooperación con los distintos organismos públicos y privados:



- g) Dirimir los conflictos de competencia que se susciten entre los organismos integrantes del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental; la resolución que se dicte al respecto causará ejecutoria. Si el conflicto de competencia involucra al Ministerio del ramo, éste remitirá el expediente al Procurador General del Estado, para que resuelva lo pertinente. Esta resolución causará ejecutoria;
- h) Recopilar la información de carácter ambiental, como instrumento de planificación, de educación y control. Esta información será de carácter público y formará parte de la Red Nacional de Información Ambiental, la que tiene por objeto registrar, analizar, calificar, sintetizar y difundir la información ambiental nacional;
- i) Constituir Consejos Asesores entre los organismos componentes del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental para el estudio y asesoramiento de los asuntos relacionados con la gestión ambiental, garantizando la participación de los entes seccionales y de la sociedad civil;
- j) Coordinar con los organismos competentes sistemas de control para la verificación del cumplimiento de las normas de calidad ambiental referentes al aire, agua, suelo, ruido, desechos y agentes contaminantes;
- k) Definir un sistema de control y seguimiento de las normas y parámetros establecidos y del régimen de permisos y licencias sobre actividades potencialmente contaminantes las relacionada con el ordenamiento territorial;
- l) Regular mediante normas de bioseguridad, la propagación, experimentación, uso, comercialización e importación de organismos genéticamente modificados;
- m) Promover la participación de la comunidad en la formulación de políticas y en acciones concretas que se adopten para la protección del medio ambiente y manejo racional de los recursos naturales; y,
- n) Las demás que le asignen las leyes y sus reglamentos.

### ➤ **Capítulo III del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiente**

Art. 10.- Las instituciones del Estado con competencia ambiental forman parte del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental y se someterán obligatoriamente a las directrices establecidas por el Consejo Nacional de Desarrollo Sustentable. Este sistema constituye el mecanismo de coordinación transectorial, integración y cooperación entre los distintos ámbitos de gestión ambiental y manejo de recursos naturales; subordinado a las disposiciones técnicas de la autoridad ambiental.

Art. 11.- El Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental estará dirigido por la Comisión Nacional de Coordinación, integrada de la siguiente forma:

1. El Ministro de Medio del ramo, quien lo presidirá;
2. La máxima autoridad de la Secretaría Técnica de Planificación de la Presidencia de la República;
3. Un representante del Consorcio de Consejos Provinciales;
4. Un representante de la Asociación de Concejos Municipales;
5. El Presidente del Comité Ecuatoriano para la Protección de la Naturaleza y Defensa del Medio Ambiente CEDECNMA;
6. Un representante del Consejo de Desarrollo de las Nacionalidades y Pueblos del Ecuador, CODEMPE;
7. Un representante de los pueblos negros y afroecuatorianos;
8. Un representante de las Fuerzas Armadas; y,
9. Un representante del Consejo Nacional de Educación Superior, que será uno de los rectores de las universidades o escuelas politécnicas.

#### ➤ **Capítulo IV de la Participación de las Instituciones del Estado**

Art. 12.- Son obligaciones de las instituciones del Estado del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental en el ejercicio de sus atribuciones y en el ámbito de su competencia, las siguientes:

- a) Aplicar los principios establecidos en esta Ley y ejecutar las acciones específicas del medio ambiente y de los recursos naturales;
- b) Ejecutar y verificar el cumplimiento de las normas de calidad ambiental, de permisibilidad, fijación de niveles tecnológicos y las que establezca el Ministerio del ramo;
- c) Participar en la ejecución de los planes, programas y proyectos aprobados por el Ministerio del ramo;
- d) Coordinar con los organismos competentes para expedir y aplicar las normas técnicas necesarias para proteger el medio ambiente con sujeción a las normas legales y reglamentarias vigentes y a los convenios internacionales;
- e) Regular y promover la conservación del medio ambiente y el uso sustentable de los recursos naturales en armonía con el interés social; mantener el patrimonio natural de la Nación, velar por la protección y restauración de la diversidad biológica, garantizar la integridad del patrimonio genérico y la permanencia de los ecosistemas;

f) Promover la participación de la comunidad en la formulación de políticas para la protección del medio ambiente y manejo racional de los recursos naturales; y,

g) Garantizar el acceso de las personas naturales y jurídicas a la información previa a la toma de decisiones de la administración pública, relacionada con la protección del medio ambiente.

Art. 13.- Los consejos provinciales y los municipios, dictarán políticas ambientales seccionales con sujeción a la Constitución Política de la República y a la presente Ley. Respetarán las regulaciones nacionales sobre el Patrimonio de Áreas Naturales Protegidas para determinar los usos del suelo y consultarán a los representantes de los pueblos indígenas, afroecuatorianos y poblaciones locales para la delimitación, manejo y administración de áreas de conservación y reserva ecológica.

### **Título III Instrumentos de Gestión Ambiental**

#### **➤ Capítulo I de la Planificación**

Art. 14.- Los organismos encargados de la planificación nacional y seccional incluirán obligatoriamente en sus planes respectivos, las normas y directrices contenidas en el Plan Ambiental Ecuatoriano (PAE). Los planes de desarrollo, programas y proyectos incluirán en su presupuesto los recursos necesarios para la protección y uso sustentable del medio ambiente. El incumplimiento de esta disposición terminará la inejecutabilidad de los mismos.

Art. 15.- El Ministerio a cargo de las finanzas públicas, en coordinación con el Ministerio del ramo elaborará un sistema de cuentas patrimoniales, con la finalidad de disponer de una adecuada valoración del medio ambiente en el país y procurarán internalizar el valor ecológico de los recursos naturales y los costos sociales derivados de la degradación ambiental. El Ministerio del ramo presentará anualmente al Sistema Descentralizado de Gestión ambiental un informe técnico en el que consten los resultados de la valoración económica del medio ambiente y de los recursos naturales renovables.

Art. 16.- El Plan Nacional de Ordenamiento Territorial es de aplicación obligatoria y contendrá la zonificación económica, social y ecológica del país sobre la base de la capacidad del uso de los ecosistemas, las necesidades de protección del ambiente, el respeto a la propiedad ancestral de las tierras comunitarias, la conservación de los recursos naturales y del patrimonio natural. Debe coincidir con el desarrollo equilibrado de las regiones y la organización física del espacio. El ordenamiento territorial no implica una alteración de la división político administrativa del Estado.

Art. 17.- La formulación del Plan Nacional de Ordenamiento Territorial la coordinará el Ministerio encargado el área ambiental, conjuntamente con la institución responsable del sistema nacional de planificación y con la participación de las distintas instituciones que, por disposición legal, tienen competencia en la materia, respetando sus diferentes jurisdicciones y competencias.

Art. 18.- El Plan Ambiental Ecuatoriano, será el instrumento técnico de gestión que promoverá la conservación, protección y manejo ambiental; y contendrá los objetivos específicos, programas, acciones a desarrollar, contenidos mínimos y mecanismos de financiación así como los procedimientos de revisión y auditoría.

## ➤ **Capítulo II de la Evaluación de Impacto Ambiental y del Control Ambiental**

Art. 19.- Las obras públicas privadas o mixtas y los proyectos de inversión públicos o privados que puedan causar impactos ambientales, serán calificados previamente a su ejecución, por los organismos descentralizados de control, conforme el Sistema Único de Manejo Ambiental, cuyo principio rector será el precautelatorio.

Art. 20.- Para el inicio de toda actividad que suponga riesgo ambiental se deberá contar con la licencia respectiva, otorgada por el Ministerio del ramo.

Art. 21.- Los sistemas de manejo ambiental incluirán estudios de línea base; evaluación del impacto ambiental, evaluación de riesgos; planes de manejo; planes de manejo de riesgo; sistemas de monitoreo; planes de contingencia y mitigación; auditorías ambientales y planes de abandono. Una vez cumplidos estos requisitos y de conformidad con la calificación de los mismos. El Ministerio del ramo podrá otorgar o negar la licencia correspondiente.

Art. 22.- Los sistemas de manejo ambiental en los contratos que requieran estudios de impacto ambiental y en las actividades para las que se hubiere otorgado licencia ambiental, podrán ser evaluados en cualquier momento, a solicitud del Ministerio del ramo o de las personas afectadas. La evaluación del cumplimiento de los planes de manejo ambiental aprobados se le realizará mediante la auditoría ambiental, practicada por consultores previamente calificados por el Ministerio del ramo, a fin de establecer los correctivos que deban hacerse.

Art. 23.- La evaluación del impacto ambiental comprenderá:

a) La estimación de los efectos causados a la población humana, la biodiversidad, el suelo, el aire, el agua el paisaje y la estructura y función del los ecosistemas presentes en el área previsiblemente afectada;

b) Las condiciones de tranquilidad públicas, tales como: ruido, vibraciones, olores, emisiones luminosas, cambios térmicos y cualquier otro perjuicio ambiental derivado de su ejecución; y.

c) La incidencia que el proyecto, obra o actividad tendrá en los elementos que componen el patrimonio histórico, escénico y cultural.

Art. 24.- En obras de inversión públicas o privadas, las obligaciones que se desprendan del sistema de manejo ambiental, constituirán elementos del correspondiente contrato. La evaluación del impacto ambiental, conforme al reglamento especial será formulada y aprobada, previamente a la expedición de la autorización administrativa emitida por el Ministerio del ramo

Art. 25.- La Contraloría General del Estado, podrá en cualquier momento, auditar los procedimientos de realización y aprobación de los estudios y evaluaciones de impacto ambiental, determinando la validez y eficacia de éstos, de acuerdo con la Ley y su Reglamento Especial. También lo hará respecto de la eficiencia, efectividad y economía de los planes de prevención, control y mitigación de impactos negativos de los proyectos, obras o actividades. Igualmente podrá contratar a personas naturales o jurídicas privadas para realizar los procesos de auditoría de estudios de impacto ambiental.

Art. 26.- En las contrataciones que, conforme a esta Ley deban contar con estudios de impacto ambiental los documentos pre-contractuales contendrán las especificaciones, parámetros, variables y características de esos estudios y establecerán la obligación de los contratistas de prevenir o mitigar los impactos ambientales. Cuando se trate de concesiones, el contrato incluirá la correspondiente evaluación ambiental que establezca las condiciones ambientales existentes, los mecanismos para, de ser el caso, remediarlas y las normas ambientales particulares a las que se sujetarán las actividades concesionadas.

Art. 27.- La Contraloría General del Estado vigilará el cumplimiento de los sistemas de control aplicados a través de los reglamentos, métodos e instructivos impartidos por las distintas instituciones del Estado, para hacer efectiva la auditoría ambiental. De existir indicios de responsabilidad se procederá de acuerdo a la ley.

### ➤ **Capítulo III de los Mecanismos de Participación Social**

Art. 28.- Toda persona natural o jurídica tiene derecho a participar en la gestión ambiental, a través de los mecanismos que para el efecto establezca el Reglamento, entre los cuales se incluirán consultas, audiencias públicas, iniciativas, propuestas o cualquier forma de asociación entre el sector público y el privado. Se concede acción popular para denunciar a

quienes violen esta garantía, sin perjuicios de la responsabilidad civil y penal por acusaciones maliciosamente formuladas. El incumplimiento del proceso de consulta al que se refiere el artículo 88 de la Constitución Política de la República tornará inejecutable la actividad de que se trate y será causal de nulidad de los contratos respectivos.

Art. 29.- Toda persona natural o jurídica tiene derecho a ser informada oportuna y suficientemente sobre cualquier actividad de las instituciones del Estado que conforme al Reglamento de esta Ley, pueda producir impactos ambientales. Para ello podrá formular peticiones y deducir acciones de carácter individual o colectivo ante las autoridades competentes.

#### ➤ **Capítulo IV de la Capacitación y Difusión**

Art. 30.- El Ministerio encargado del área educativa en coordinación con el Ministerio del ramo, establecerá las directrices de política ambiental a las que deberán sujetarse los planes y programas de estudios obligatorios, para todos los niveles, modalidades y ciclos de enseñanza de los establecimientos educativos públicos y privados del país.

Art. 31.- El Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental, a través de los medios de difusión de que dispone el Estado proporcionará a la sociedad los lineamientos y orientaciones sobre el manejo y protección del medio ambiente y de los recursos naturales.

Art. 32.- El Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental en coordinación con las instituciones del Estado competentes en la materia, publicará en periódicos de amplia circulación los listados de productos, servicios y tecnologías de prohibida fabricación, importación, comercialización, transporte y utilización; por su peligro potencial para la salud y el medio ambiente. También publicará la lista de aquellos productos que han sido prohibidos en otros países.

#### ➤ **Capítulo V Instrumentos de Aplicación de Normas Ambientales**

Art. 33.- Establécense como instrumentos de aplicación de las normas ambientales los siguientes: parámetros de calidad ambiental, normas de efluentes y emisiones, normas técnicas de calidad de productos, régimen de permisos y licencias administrativas, evaluaciones de impacto ambiental, listados de productos contaminantes y nocivos para la salud humana y el medio ambiente, certificaciones de calidad ambiental de productos y servicios y otros que serán regulados en el respectivo reglamento.

Art. 34.- También servirán como instrumentos de aplicación de normas ambientales, las contribuciones y multas destinadas a la protección ambiental y uso sustentable de los

recursos naturales, así como los seguros de riesgo y sistemas de depósito, los mismos que podrán ser utilizados para incentivar acciones favorables a la protección ambiental.

Art. 35.- El Estado establecerá incentivos económicos para las actividades productivas que se enmarquen en la protección del medio ambiente y el manejo sustentable de los recursos naturales. Las respectivas leyes determinarán las modalidades de cada incentivo.

#### **Título IV del Financiamiento**

Art. 36.- Para la ejecución de programas de control y preservación ambiental, el Ministerio del ramo se financiará con las asignaciones presupuestarias establecidas para el efecto, los ingresos por las multas previstos en el tercer inciso del artículo 24 de la Ley de Cheques, los que se originen en programas de cooperación internacional, contribuciones y donaciones y los que provengan de las tasas y multas a las que se refiere el artículo siguiente.

Art. 37.- El Ministerio del ramo ejercerá jurisdicción coactiva para recaudar las multas y tasas previstas en esta Ley, de las cuales sea beneficiario.

Art. 38.- Las tasas por vertidos y otros cargos que fijen las municipalidades con fines de protección y conservación ambiental serán administradas por las mismas, así como los fondos que recauden otros organismos competentes, serán administrados directamente por dichos organismos e invertidos en el mantenimiento y protección ecológica de la jurisdicción en que fueron generados.

#### **Título V de la Información y Vigilancia Ambiental**

Art. 39.- Las instituciones encargadas de la administración de los recursos naturales, control de la contaminación ambiental y protección del medio ambiente, establecerán con participación social, programas de monitoreo del estado ambiental en las áreas de su competencia; esos datos serán remitidos al Ministerio del ramo para su sistematización; tal información será pública.

Art. 40.- Toda persona natural o jurídica que, en el curso de sus actividades empresariales o industriales estableciere que las mismas pueden producir o están produciendo daños ambientales a los ecosistemas, está obligada a informar sobre ello al Ministerio del ramo o a las instituciones del régimen seccional autónomo. La información se presentará a la brevedad posible y las autoridades competentes deberán adoptar las medidas necesarias para solucionar los problemas detectados. En caso de incumplimiento de la presente

disposición, el infractor será sancionado con una multa de veinte a doscientos salarios mínimos vitales generales.

### **Título VI de la Protección de los Derechos Ambientales**

Art. 41.- Con el fin de proteger los derechos ambientales individuales o colectivos, concédase acción pública a las personas naturales, jurídicas o grupo humano para denunciar la violación de las normas de medio ambiente, sin perjuicios de la acción de amparo constitucional previsto en la Constitución Política de la República.

Art. 42.- Toda persona natural, jurídica o grupo humano podrá ser oída en los procesos penales, civiles o administrativos, previa fianza de calumnia, que se inicien por infracciones de carácter ambiental, aunque no hayan sido vulnerados sus propios derechos. El Presidente de la Corte Superior del lugar en que se produzca la afectación ambiental, será el competente para conocer las acciones que se propongan a consecuencia de la misma. Si la afectación comprende varias jurisdicciones, la competencia corresponderá a cualquiera de los presidentes de las cortes superiores de esas jurisdicciones.

#### **➤ Capítulo I de las Acciones Civiles**

Art. 43.- Las personas naturales, jurídicas o grupos humanos, vinculados por un interés común, y afectados directamente por la acción u omisión dañosa podrán interponer ante el Juez competente, acciones por daños y perjuicios y por el deterioro causado a la salud o al medio ambiente incluyendo la biodiversidad con sus elementos constitutivos. Sin perjuicios de las demás acciones legales a que hubiere lugar, el juez condenará al responsable de los daños al pago de indemnizaciones a favor de la colectividad directamente afectada y a la reparación de los daños y perjuicios ocasionados. Además condenará al responsable al pago del diez por ciento (10%) del valor que represente la indemnización a favor del accionante. Sin perjuicio de dichos pagos y en caso de no ser identificable la comunidad directamente afectada o de constituir ésta el total de la comunidad, el juez ordenará que el pago que por reparación civil corresponda se efectúe a la institución que deba emprender las labores de reparación conforme a esta Ley. En todo caso, el juez determinará en sentencia, conforme a los peritajes ordenados, el monto requerido para la reparación del daño producido y el monto a ser entregado a los integrantes de la comunidad directamente afectada. Establecerá además la persona natural o jurídica que deba recibir el pago y efectuar las labores de reparación. Las demandas por

daños y perjuicios originados por una afectación al ambiente, se tramitarán por la vía verbal sumaria.

## ➤ **Capítulo II de las Acciones Administrativas y Contencioso Administrativas**

Art. 44.- Cuando los funcionarios públicos, por acción u omisión incumplan las normas de protección ambiental, cualquier persona natural, jurídica o grupo humano, podrá solicitar por escrito acompañando las pruebas suficientes al superior jerárquico que imponga las sanciones administrativas correspondientes, sin perjuicio de las sanciones civiles y penales a que hubiere lugar. El superior jerárquico resolverá la petición o reclamo en el término de 15 días, vencido el cual se entenderá, por el silencio administrativo, que la solicitud ha sido aprobada o que la reclamación fue resuelta en favor del peticionario.

Art. 45.- Para el caso de infracciones, el Ministerio del ramo y las autoridades que ejerzan jurisdicción en materia ambiental, se sujetarán al procedimiento establecido en el Capítulo II del Título I, Libro III del Código de la Salud. De las resoluciones expedidas por los funcionarios de las distintas instituciones, podrá apelarse únicamente ante la máxima autoridad institucional, cuya resolución causará ejecutoria.

Art. 46.- Cuando los particulares, por acción u omisión incumplan las normas de protección ambiental, la autoridad competente adoptará, sin perjuicio de las sanciones previstas en esta Ley, las siguientes medidas administrativas:

- a) Decomiso de las especies de flora y fauna obtenidas ilegalmente y de los implementos utilizados para cometer la infracción; y,
- b) Exigirá la regularización de las autorizaciones, permisos estudios y evaluaciones; así como verificará el cumplimiento de las medidas adoptadas para mitigar y compensar daños ambientales, dentro del término de treinta días.

## ➤ DISPOSICIONES GENERALES, REFORMAS Y DEROGATORIAS

### Primera

Refórmense las siguientes normas legales:

#### ➤ **Ley de Régimen Municipal**

Agréguense a continuación del artículo 186, los siguientes artículos innumerados:

Art... Las municipalidades de acuerdo a sus posibilidades financieras establecerán Unidades de gestión ambiental, que actuarán temporal o permanentemente.

Art... La Asociación de Municipalidades del Ecuador, contará con un equipo técnico de apoyo para las municipalidades que carezcan de Unidades de gestiones ambientales, para la prevención de los impactos ambientales de sus actividades.

A continuación del literal j) del artículo 212, agréguese el siguiente literal: "k) Análisis de los impactos ambientales de las obras".

Agréguense al final del artículo 213 de la Ley de Régimen Municipal, el siguiente inciso: "Los Municipios y Distritos Metropolitanos efectuarán su planificación siguiendo los principios de conservación, desarrollo y aprovechamiento sustentable de los recursos naturales".

#### ➤ **Ley de Régimen Provincial**

En el artículo 3, agréguese el siguiente literal: "Los consejos provinciales efectuarán su planificación siguiendo los principios de conservación, desarrollo y aprovechamiento sustentable de los recursos naturales.

A continuación del artículo 50, agréguese el siguiente artículo innumerado:

Art... Los consejos provinciales, de acuerdo con sus posibilidades establecerán Unidades de gestión ambiental que actuarán permanente o temporalmente.

#### ➤ **Ley de Hidrocarburos**

Al final del artículo 1, agréguese el siguiente inciso: "Y su explotación se ceñirá a los lineamientos del desarrollo sustentable y de la protección y conservación del medio ambiente".

#### ➤ **Ley de Minería**

Agréguense a continuación del primer inciso del artículo 5, lo siguiente: "Y, su explotación se ceñirá a los lineamientos del desarrollo sustentable y de la protección y conservación del medio ambiente".

➤ **Ley del Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología**

Agréguese al artículo 17, el siguiente literal: "s) Financiar y promover la investigación científica y tecnológica que permita cuantificar, prevenir, controlar y reponer el deterioro ambiental; y, desarrollar tecnologías alternativas, métodos, sistemas, equipos y dispositivos, que aseguren la protección del medio ambiente, el uso sustentable de los recursos naturales y el empleo de energías alternativas".

➤ **Ley de Tierras Baldías y Colonización**

En el artículo 2, eliminar la frase: "y limpiar los bosques".



➤ **Código de la Salud**

Modifíquense los siguientes artículos:

En el artículo 2, agréguese el siguiente inciso: "En aquellas materias de salud vinculadas con la calidad del ambiente, regirá como norma supletoria de este Código, la Ley del Medio Ambiente".

En el artículo 231, sustitúyase la frase: "de cincuenta a quinientos sucres", por: "de dos a cuatro salarios mínimos vitales".

En el artículo 232, sustitúyase la frase: "de quinientos uno a dos mil sucres", por: "de cuatro a diez salarios mínimos vitales".

En el artículo 233, cámbiese la frase: "de dos mil uno a cinco mil sucres"; por: "de diez a quince salarios mínimos vitales".

En el artículo 234, sustitúyase la frase: "de cinco mil uno a cincuenta mil sucres", por: "de quince a veinte salarios mínimos vitales".

➤ **Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y de Vida Silvestre**

Al final del artículo 28, agréguese el siguiente inciso: "En dichos contratos se incluirán además, de acuerdo a la Ley de Medio Ambiente y a las disposiciones del Ministerio del ramo la correspondiente declaratoria de Estudio o Plan de Manejo Ambiental".

Al final del artículo 81, agréguese el siguiente inciso: "Si la tala, quema o acción destructiva, se efectuare en lugar de vegetación escasa o de ecosistemas altamente lesionables, tales como manglares y otros determinados en la Ley y reglamentos; o si ésta altera el régimen climático, provoca erosión, o propensión a desastres, se sancionará con una multa equivalente al cien por ciento del valor de la restauración del área talada o destruida".

Sustitúyase el artículo 83, por el siguiente: "Art. 83.- Quienes comercialicen productos forestales, animales vivos, elementos constitutivos o productos de la fauna silvestre, especialmente de la flora o productos forestales diferente de la madera, sin la respectiva autorización, serán sancionados con una multa de quinientos a mil salarios mínimos vitales".

Añádanse a continuación del artículo 89, los siguientes artículos innumerados:

Art... Quien case, pesque o capture especies animales sin autorización o utilizando medios proscritos como explosivos, sustancias venenosas y otras prohibidas por normas especiales, con una multa equivalente a entre quinientos y mil salarios mínimos vitales generales. Se exceptúa de esta norma el uso de sistemas tradicionales para la pesca de subsistencia por parte de étnias y comUnidades indias. Si la caza, pesca o captura se efectúan en áreas protegidas, zonas de reserva o en períodos de veda, la pena pecuniaria se agravará en un tercio".

Art... En todos los casos, los animales pescados, capturados, o cazados serán decomisados y siempre que sea posible, a criterio de la autoridad competente serán reintroducidos en su habitat a costa del infractor".

### **Segunda**

Derógase los artículos: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 26, 27 y 28 del Decreto Supremo No. 374, publicado en el Registro Oficial No. 97 de 31 de mayo de 1976, que contiene la Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental.

### **Disposiciones Transitorias**

#### **➤ Primera**

El Ministerio a cargo del área de educación procederá a revisar y reformar, en el plazo de dos años a partir de la promulgación de esta Ley los programas de estudio a fin de incorporar elementos de educación ambiental.

#### **➤ Segunda.**

Las normas técnicas y reglamentos dictados bajo el amparo de la Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental continuarán en vigencia en lo que no se opongan a la presente Ley, hasta que sean derogados y reemplazados por los reglamentos especiales que dicte el Presidente de la República y las normas técnicas que corresponde dictar al

Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental en el plazo improrrogable de dos años a partir de la promulgación de la presente Ley.

**Disposición Final**

Para efectos de aplicación e interpretación de la presente Ley se utilizará el siguiente glosario que se anexa como parte integral de la misma.

Las definiciones constantes en la presente Ley son partes constitutivas de la misma y se entenderán en el sentido siguiente.

ANEXO C: ACTAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GUSTAVO  
GALINDO V., DESDE MARZO DE 2006 A SEPTIEMBRE DE 2005



ACTA DE FISCALIZACIÓN DE  
ENTREGA-RECEPCIÓN DE  
PETRÓLEO CRUDO A  
REFINERÍA  
ISO 9001-2000



CODIGO: SGC - REG-20

Versión: 1	vigente desde: 03/05	Página 1
Elaboró: Gerente de Operaciones	Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones

N° 006/2006

En La Libertad, a los 30 días del mes de marzo de 2006, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 32 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

DETALLE VOLUMENES DE PETROLEO EN EL TANQUE # 32

	MEDIDA INICIAL			MEDIDA FINAL		
FECHA	17-03-06			30-03-06		
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	6'	2'	1/8"	31'	11"	0"
VOLUMEN (BLS)	10118.16			52012.20		
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0'	0'	0"	0'	0'	0"
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00			0.00		
VOLUMEN PETROLEO (BLS)	10118.16			52012.20		
TEMPERATURA DEL TANQUE	87.6°F			90.6°F		
GRAV. API/TEMP. DE LA MUESTRA	(37.8)	91.0°F		(37.9) /	89.0°F	
GRAV. API/60F	35.4			35.6		
CORRECCION DE TECHO	0			0		
VOLUMEN NATURAL (BLS)	10118.16			52012.20		
FACTOR DE REDUCCION	0.9869			0.9854		
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	9985.61			51252.82		
Dif. BSW 1/t (BLS)	0.200%			41267.21	82.53	
VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)	9985.61			51170.29		
VOLUMEN DE PETROLEO ENTREGADO A PETROECUADOR				<u>41184.68 BLS/60°F</u>		
GRAVEDAD DE LA MUESTRA DE CAMPO ANCON						
API/60°F	<u>35.30</u>					

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo anterior.



Ing. Aldo González  
Por: ESPOL

Ing. Luis...  
Por: PETROINDUSTRIAL

WILLIAM WARRION  
PACIFPETROL S.A.  
SUBGERENTE DE PRODUCCION  
Por: PACIFPETROL S.A.

 CAMPO GUSTAVO GALINDO	ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001-2000	<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
		Versión: 1	Vigente desde: 03/05	Página 1
		Elaboró: Gerente de Operaciones	Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones

N° 005/2006

En La Libertad, a los 28 días del mes de febrero de 2006, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 32 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETROLEO EN EL TANQUE # 32**

	MEDIDA INICIAL		MEDIDA FINAL	
FECHA	23-02-06		28-02-06	
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	11' 1"	3/8	21' 11"	0
VOLUMEN (BLS)	18148.57		35733.10	
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0' 0" 0		0' 2"	1/8
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00		340.01	
VOLUMEN PETROLEO (BLS)	18148.57		35393.09	
TEMPERATURA DEL TANQUE	87.1°F		87.5°F	
GRAV.API/TEMP DE LA MUESTRA	(37.6)	86.0°F	(37.1) /	85.0°F
GRAV.API/60F	35.6		35.2	
CORRECCION DE TEECHO	0		0	
VOLUMEN NATURAL (BLS)	18148.57		35393.09	
FACTOR DE REDUCCION	0.9871		0.9869	
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	17914.45		34929.44	
Dt. BSW i/f (BLS)	0.200%		17014.99	34.03
<b>VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)</b>	<b>17914.45</b>		<b>34895.41</b>	

VOLUMEN DE PETROLEO ENTREGADO A PETROECUADOR

16980.96 BLS/60°F

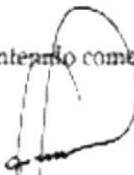
GRAVEDAD DE LA MUESTRA DE CAMPO ANCON

API/60°F 35.60

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.

  
Ing. Héctor Mora

Por: DNH

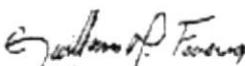
  
Ing. Alib González

Por: ESPOL

  
Ing. Luis Ponce

Por: PETROINDUSTRIAL

PACIFPETROL S. A.

  
Ing. Guillermo Ferreira  
**PACIFPETROL S. A.**  
GERENTE DE PRODUCCION Y OPERACIONES

Por: PACIFPETROL S.A.

 <b>PACIPETROL S.A.</b> CAMPO GUSTAVO GALINDO	<b>ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001-2000</b>		<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>	
	Versión: 1	Venta desde: 03/05	Página:	
	Elabora: Gerente de Operaciones	Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones	

N° 004/2006

En La Libertad, a los 18 días del mes de febrero de 2006, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 32 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETROLEO EN EL TANQUE # 32**

	MEDIDA INICIAL		MEDIDA FINAL	
FECHA	13-02-06		18-02-06	
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	5' 3"	1/4	22' 10"	7/8
VOLUMEN (BLS)	8644.51		37343.60	
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0' 0" 0		0' 4" 0	
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00		614.90	
VOLUMEN PETROLEO (BLS)	8644.51		36728.70	
TEMPERATURA DEL TANQUE	85.2°F		87.5°F	
GRAV API/TEMP. DE LA MUESTRA	(37.5)	36.0°F	(37.7) /	89.0°F
GRAV API/60F	35.5		35.4	
CORRECCION DE TEGHO	0		0	
VOLUMEN NATURAL (BLS)	8644.51		36728.70	
FACTOR DE REDUCCION	0.9881		0.9869	
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	8541.64		36247.55	
Dif. 85W 1/1 (BLS)	0.200%		27705.91	
VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)	8541.64		36192.14	
VOLUMEN DE PETROLEO ENTREGADO A PETROECUADOR			27650.5 BLS/60°F	
GRAVEDAD DE LA MUESTRA DE CAMPO ANCON	API/60° F		35.60	



CIB-ESPOL

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.

  
Ing. Hector Mera

Por: DNH

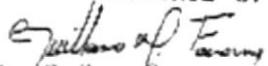
  
Ing. Alfredo Garcia

Por: ESPOL

  
Ing. Luis Rojas

Por: PETROINDUSTRIAL

PACIPETROL S. A.

  
Ing. Guillermo Ferreira  
**PACIPETROL S. A.**  
GERENTE DE PRODUCCION Y OPERACIONES

Por: PACIPETROL S.A.

 <b>PACIFPETROL S.A.</b> CAMPO GUSTAVO GALINDO	<b>ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001-2000</b> 	<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
		Versión: 1	Vigente desde: 03/05	Página 1
		Elaboró: Gerente de Operaciones	Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones

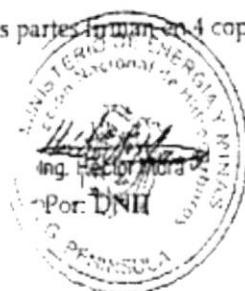
N° 003/2006

En La Libertad, a los 31 días del mes de enero de 2006, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 33 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETROLEO EN EL TANQUE # 33**

	MEDIDA INICIAL			MEDIDA FINAL		
FECHA						31-01-06
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	14'	1"	7/8	26'	8"	0
VOLUMEN (BLS)			23281.16			43901.60
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0'	0"	0	0'	1"	3/4
VOLUMEN DE AGUA (BLS)			0.00			226.10
VOLUMEN PETROLEO (BLS)			23281.16			43675.50
TEMPERATURA DEL TANQUE			83.9°F			83.4°F
GRAV.API/TEMP. DE LA MUESTRA	(37.6)		84.0°F	(37.3) /		79.0°F
GRAV.API/60F			35.7			35.8
CORRECCION DE TECHO			0			0
VOLUMEN NATURAL (BLS)			23281.16			43675.50
FACTOR DE REDUCCION			0.9885			0.9887
VOLUMEN DE 60°F (BLS)			23013			43182
Dif. BSW +/- (BLS)		0.300%			20169	(-61)
<b>VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)</b>			<b>23013</b>			<b>43121</b>
<b>VOLUMEN DE PETROLEO ENTREGADO A PETROEQUADOR</b>						<b>20108 BLS/60°F</b>
<b>GRAVEDAD DE LA MUESTRA DE CAMPO</b>						
API/60° F		<b>35.8</b>				

Las partes firmaron en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.



Ing. Julio González  
Por: ESPOL



*Guillermo F. Ferrera*  
Ing. Guillermo Ferrera  
**PACIFPETROL S.A.**  
GERENTE DE PRODUCCIÓN Y OPERACIONES  
Por: PACIFPETROL S.A.

 <b>PACIFPETROL S.A.</b> CAMPO GUSTAVO GALINDO	<b>ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001-2000</b>	<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
		Versión: 1	Vigente desde: 03/05	Página 1
		Elaboró: Gerente de Operaciones	Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones

N° 002/2006

En La Libertad, a los 24 días del mes de enero de 2006, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 33 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

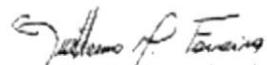
**DETALLE VOLUMENES DE PETROLEO EN EL TANQUE # 33**

	MEDIDA INICIAL		MEDIDA FINAL	
FECHA	13-01-06		24-01-06	
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	5' 8"	5/8	14' 10"	3/8
VOLUMEN (BLS)	9384.76		24448.25	
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0' 0" 0		0' 8"	1/2
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00		1135.00	
VOLUMEN PETROLEO (BLS)	9384.76		23313.25	
TEMPERATURA DEL TANQUE	81.0°F		84.4°F	
GRAV. API/TEMP. DE LA MUESTRA	(37.4)	81.0°F	(37.6) /	84.0°F
GRAV. API/60°F	35.7		35.7	
CORRECCION DE TECHO	0		0	
VOLUMEN NATURAL (BLS)	9384.76		23313.25	
FACTOR DE REDUCCION	0.9900		0.9863	
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	9291		23040	
Df. BSW 1/f (BLS)	0.000%		13749	(-82)
<b>VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)</b>	<b>9291</b>		<b>22958</b>	

VOLUMEN DE PETROLEO ENTREGADO A PETROEQUADOR **13667 BLS/60°F**  
 GRAVEDAD DE LA MUESTRA DE CAMPO  
 API/60° F **35.5**

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.



  
 Ing. Guillermo Ferreira  
**PACIFPETROL S.A.**  
 GERENTE DE PRODUCCIÓN Y OPERACIONES  
 Por: PACIFPETROL S.A.

 <b>PACIFPETROL S.A.</b> CAMPO GUSTAVO GALINDO	<b>ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001-2000</b>		<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
			Versión: 1	Vigente desde: 03/05	Página 1
			Elaboró: Gerente de Operaciones	Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones

Nº 001/2006

En La Libertad, a los 17 días del mes de enero de 2006, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 32 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETRÓLEO EN EL TANQUE # 32**

	MEDIDA INICIAL		MEDIDA FINAL	
FECHA	10-01-06		17-01-06	
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	14' 8"	11/16	29' 4"	7/8
VOLUMEN (BLS)	24022.87		47926.10	
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0' 0" 0		0' 5"	7/8
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00		869.10	
VOLUMEN PETRÓLEO (BLS)	24022.87		47057.00	
TEMPERATURA DEL TANQUE	84.0°F		75.0°F	
GRAV.API/TEMP. DE LA MUESTRA	(37.0)	86.0°F	(37.6) /	86.0°F
GRAV.API/60F	35.0		35.6	
CORRECCION DE TECHO	0		0	
VOLUMEN NATURAL (BLS)	24022.87		47057.00	
FACTOR DE REDUCCION	0.9886		0.9928	
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	23749		46718	
DI. BSW 1/1 (BLS)	0.500%		22969	(-115)
VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)	23749		46603	

VOLUMEN DE PETRÓLEO ENTREGADO A PETROECUADOR 22854 BLS/60°F

GRAVEDAD DE LA MUESTRA DE CAMPO

API/60°F 35.5

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.



**PACIFPETROL S.A.**  
Ing. Guillermo Ferreira

GERENTE DE PRODUCCION Y OPERACIONES

Por: PACIFPETROL S.A.

 <b>PACIFPETROL S.A.</b> CAMPO GUSTAVO GALUNDO	<b>ACTA DE FISCALIZACION DE ENTREGA-RECEPCION DE PETROLEO CRUDO A REFINERIA ISO 9001-2000</b>		<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
	Versión: 1	Vigente desde: 03/05	Página 1		
	Elaboró: Gerente de Operaciones	Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones		

N° 037/2005

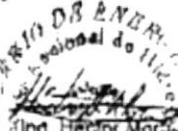
En La Libertad, a los 31 días del mes de diciembre de 2005, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 33 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETROLEO EN EL TANQUE # 33**

	MEDIDA INICIAL		MEDIDA FINAL	
FECHA	30-12-05		31-12-05	
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	21'	6"	29'	6"
VOLUMEN (BLS)	35451.90		48655.86	
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0'	0"	0'	7"
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00		946.35	
VOLUMEN PETROLEO (BLS)	35451.90		47709.51	
TEMPERATURA DEL TANQUE	79.9°F		81.3°F	
GRAV.API/TEMP. DE LA MUESTRA	(37.3)	81.0°F	(37.4)	/
GRAV.API/60F	35.6		35.7	
CORRECCION DE TECHO	0		0	
VOLUMEN NATURAL (BLS)	35451.90		47709.51	
FACTOR DE REDUCCION	0.9905		0.9897	
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	35115		47218	
Dif. BSW 1/1 (BLS)	0.300%		12103	(-36)
<b>VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)</b>	<b>35115</b>		<b>47182</b>	

VOLUMEN DE PETROLEO ENTREGADO A PETROECUADOR 12067 BLS/60°F  
 GRAVEDAD DEL PETROLEO BOMBEADO A 60° 35.5 °API

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.

  
 Ing. Hector Mora  
 Por: DNH

  
 Ing. Aldo Gonzalez  
 Por: ESPOL

  
 Ing. Luis Pomales  
 Por: PETROINDUSTRIAL

  
 Ing. Danilo Vacacela  
**PACIFPETROL S.A.**  
 SUBGERENTE DE OPERACIONES  
 Por: PACIFPETROL S.A.

 <b>PACIFPETROL S.A.</b> CAMPO GUSTAVO CAUNDO	<b>ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001-2000</b>		<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
	Versión: 1		Vigente desde: 03/05		Página 1
	Elaboró: Gerente de Operaciones		Revisó: Gerente de Operaciones		Aprobó: Gerente de Operaciones

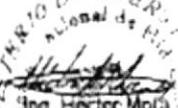
N° 036/2005

En La Libertad, a los 31 días del mes de diciembre de 2005, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 32 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETRÓLEO EN EL TANQUE # 32**

	MEDIDA INICIAL			MEDIDA FINAL		
FECHA	23-12-05			31-12-05		
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	9	7"	15/16	15	2"	7/8
VOLUMEN (BLS)	9279.88			24862.20		
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0	0"	0	0	1"	1/2
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00			239.95		
VOLUMEN PETRÓLEO (BLS)	9279.88			24622.25		
TEMPERATURA DEL TANQUE	81.0°F			82.0°F		
GRAV.API/TEMP. DE LA MUESTRA	(32.2)	80.0°F		(37.3) /	81.0°F	
GRAV.API/60F	32.3			35.6		
CORRECCION DE TECHO	0			0		
VOLUMEN NATURAL (BLS)	9279.88			24622.25		
FACTOR DE REDUCCION	0.9905			0.9895		
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	9192			24364		
Dif. BSW 1/1 (BLS)	0.300%			15172	(-46)	
<b>VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)</b>	<b>9192</b>			<b>24318</b>		
<b>VOLUMEN DE PETRÓLEO ENTREGADO A PETROECUADOR</b>				<b>15126 BLS/60°F</b>		
<b>GRAVEDAD DEL PETRÓLEO BOMBEADO A 60°</b>				<b>35.6 °API</b>		

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.

  
 Ing. Hector Mora  
 Por: DNH

  
 Ing. Atto González  
 Por: ESPOL

  
 Ing. Luis Ponce  
 Por: PETROINDUSTRIAL

  
 Ing. Danilo Scacela  
**PACIFPETROL S.A.**  
 SUBGERENTE DE OPERACIONES  
 Por: PACIFPETROL S.A.

  
 Por: CIB-ESPOL

 <b>PACIFPETROL S.A.</b> CAMPO GUSTAVO GALINDO	<b>ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001-2000</b>		<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
	Versión: 1		Vigente desde: 03/05		Página 1
	Elaboró: Gerente de Operaciones		Revisó: Gerente de Operaciones		Aprobó: Gerente de Operaciones

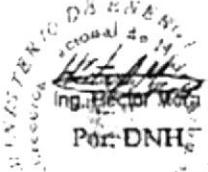
N° 035/2005

En La Libertad, a los 22 días del mes de diciembre de 2005, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 33 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETROLEO EN EL TANQUE # 33**

	MEDIDA INICIAL			MEDIDA FINAL		
FECHA	13-12-05			22-12-05		
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	3'	1"	11/16	21'	10"	0
VOLUMEN (BLS)	5140.04			15952.80		
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0'	0"	0	0'	3"	1/2
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00			445.65		
VOLUMEN PETROLEO (BLS)	5140.04			35487.15		
TEMPERATURA DEL TANQUE	76.2°F			80.4°F		
GRAV.API/TEMP. DE LA MUESTRA	(36.8)	77.0°F		(37.3)	/	81.0°F
GRAV.API/60F	35.5			35.6		
CORRECCION DE TEBHO	0			0		
VOLUMEN NATURAL (BLS)	5140.04			35487.15		
FACTOR DE REDUCCION	0.9924			0.9902		
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	5101			35139		
DEL BSW i/f (BLS)	0.600%			30038	(-180)	
VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)	5101			34959		
VOLUMEN DE PETROLEO ENTREGADO A PETROECUADOR				<u>29858 BLS/60°F</u>		
GRAVEDAD DEL PETROLEO BOMBEADO A 60°F				<u>35.6 °API</u>		

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.

  
 Ing. Hector Moya  
 Por: DNH

  
 Ing. Julio González  
 Por: ESPOL

  
 Ing. Luis Ponce  
 Por: PETROINDUSTRIAL

  
 Ing. Danilo Vaca  
**PACIFPETROL S.A.**  
 SUBGERENTE DE OPERACIONES  
 Por: PACIFPETROL S.A.

 <b>PACIFPETROL S.A</b> CAMPO GUSTAVO GALINDO	<b>ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001-2000</b>		<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
	 		Versión: :	Vigente desde: 03/05	Página: 
			Elaboró: Gerente de Operaciones	Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones

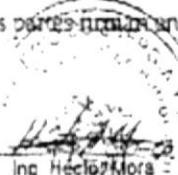
N° 034/2005

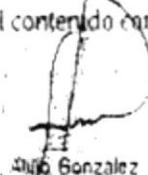
En La Libertad, a los 30 días del mes de Noviembre de 2005, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOU y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 32 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETRÓLEO EN EL TANQUE # 32**

	MEDIDA INICIAL		MEDIDA FINAL	
FECHA	23-11-05		30-11-05	
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	5' 0"	3/16"	22' 3"	3/8"
VOLUMEN (BLS)	4977.34		35919.57	
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0' 0"	0"	0' 0"	13/16"
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00		142.79	
VOLUMEN PETRÓLEO (BLS)	4977.34		35776.78	
TEMPERATURA DEL TANQUE	76.6°F		78.3°F	
GRAV API/TEMP DE LA MUESTRA	(36.9)	79.0°F	(32.1) /	78.0°F
GRAV API/60F	35.4		30.8	
CORRECCION DE TECHO	0		0	
VOLUMEN NATURAL (BLS)	4977.34		35776.78	
FACTOR DE REDUCCION	0.9921		0.9916	
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	4938		35476	
D.L. BSW 1/1 (BLS)	0.400%		30538	(-122)
<b>VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)</b>	<b>4938</b>		<b>35354</b>	
<b>VOLUMEN DE PETRÓLEO ENTREGADO A PETROECUADOR</b>			<b>30416 BLS/60°F</b>	
<b>GRAVEDAD DEL PETRÓLEO BOMBEADO A 60°</b>			<b>35.7 °API</b>	

Las partes firmadas en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.

  
 Ing. Heclor Mora  
 Por: DNH

  
 Ing. Alfredo Gonzalez  
 Por: ESPOU

  
 Ing. Luis Ponce  
 Por: PETROINDUSTRIAL

  
 Ing. Guillermo Ferrera  
**PACIFPETROL S.A.**  
 GERENTE DE PRODUCCIÓN Y OPERACIONES  
 Por: PACIFPETROL S.A.

 <b>PACIFPETROL S.A.</b> CAMPO GUSTAVO GALINDO	<b>ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001:2000</b> 	<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
		Versión: :	Vigente desde: 03/05	Página 1
		Elaboró: Gerente de Operaciones	Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones

N° 033/2005

En La Libertad, a los 18 días del mes de noviembre de 2005, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 33 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETROLEO EN EL TANQUE # 33**

	MEDIDA INICIAL		MEDIDA FINAL	
FECHA	11-11-05		18-11-05	
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	6' 5"	11/16	21' 7"	1/2
VOLUMEN (BLS)	10628.44		35569.30	
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0' 0" 0		0' 3"	5/8
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00		463.61	
VOLUMEN PETROLEO (BLS)	10628.44		35125.69	
TEMPERATURA DEL TANQUE	77.3°F		77.6°F	
GRAV API/TEMP. DE LA MUESTRA	(36.9)	79.0°F	(36.8) /	77.0°F
GRAV API/60F	35.4		35.5	
CORRECCION DE TECHO	0		0	
VOLUMEN NATURAL (BLS)	10628.44		35125.69	
FACTOR DE REDUCCION	0.9916		0.9916	
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	10539		31831	
DE BSW 1/1 (BLS)	0.500%		24292	(-121)
<b>VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)</b>	<b>10539</b>		<b>34710</b>	
<b>VOLUMEN DE PETROLEO ENTREGADO A PETROECUADOR</b>				<b>24171 BLS/60°F</b>
<b>GRAVEDAD DEL PETROLEO BOMBEADO A 60°</b>				<b>35.3 °API</b>

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.



Ing. Alina González  
Por: ESPOL



Ing. Luis...  
Por: PETROINDUSTRIAL

Ing. Guillermo Ferreira

GERENTE DE PRODUCCION Y OPERACIONES  
**PACIFPETROL S.A.**  
Por: PACIFPETROL S.A.

 <b>PACIFPETROL S.A.</b> CAMPO GUSTAVO GALINDO	<b>ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001-2000</b>		<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
			Versión: 1	Vigente desde: 03/05	Página 1
			Elaboró: Gerente de Operaciones	Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones

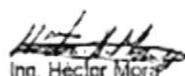
N° 032/2005

En La Libertad, a los 31 días del mes de Octubre de 2005, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 32 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETROLEO EN EL TANQUE # 32**

	MEDIDA INICIAL			MEDIDA FINAL		
FECHA	28-10-05			31-10-05		
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	6'	7"	1/8	19'	0"	1/4
VOLUMEN (BLS)	10795.76			31019.41		
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0'	0"	0	0'	4"	0
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00			614.90		
VOLUMEN PETROLEO (BLS)	10795.76			30404.51		
TEMPERATURA DEL TANQUE	74.6°F			76.8°F		
GRAV.API/TEMP. DE LA MUESTRA	(36.5)	73.0°F		(37.1)	/	81.0°F
GRAV.API/60F	35.5			35.5		
CORRECCION DE TECHO	0			0		
VOLUMEN NATURAL (BLS)	10795.76			30404.51		
FACTOR DE REDUCCION	0.9931			0.9919		
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	10721			30158		
DM. BSW 1/f (BLS)	0.300%			19437		(-58)
<b>VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)</b>	<b>10721</b>			<b>30100</b>		
<b>VOLUMEN DE PETROLEO ENTREGADO A PETROECUADOR</b>				<b>19379 BLS/60°F</b>		
<b>GRAVEDAD DEL PETROLEO BOMBEADO A 60°</b>				<b>37.5 °API</b>		

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.

  
Ing. Hector Mora

Por: DNH

  
Ing. Adilio Gonzalez

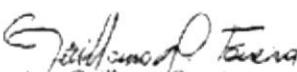
Ing. Adilio Gonzalez

Por: ESPOL

  
Ing. Luis Paice

Ing. Luis Paice

Por: PETROINDUSTRIAL

  
Ing. Guillermo Ferreira  
**PACIFPETROL S.A.**  
GERENTE DE PRODUCCION Y OPERACIONES

Por: PACIFPETROL S.A.

 <b>PACIFPETROL S.A.</b> CAMPO GUSTAVO GALINCO	<b>ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001-2000</b>		<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
			Versión: 1	Vigente desde: 03/05	Página 1
			Elaboró: Gerente de Operaciones	Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones

Nº 031/2005

En La Libertad, a los 27 días del mes de octubre de 2005, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 33 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETRÓLEO EN EL TANQUE # 33**

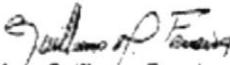
	MEDIDA INICIAL		MEDIDA FINAL	
FECHA	20-10-05		27-10-05	
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	22' 11"	3/4	31' 6"	1/2
VOLUMEN (BLS)	37821.31		51920.50	
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0' 0" 0		0' 0"	3/4
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00		139.30	
VOLUMEN PETRÓLEO (BLS)	37821.31		51781.20	
TEMPERATURA DEL TANQUE	73.6°F		74.3°F	
GRAV. API/TEMP. DE LA MUESTRA	(36.8)	76.0°F	(36.9) /	79.0°F
GRAV. API/60°F	35.6		35.4	
CORRECCION DE TECHO	0		0	
VOLUMEN NATURAL (BLS)	37821.31		51781.20	
FACTOR DE REDUCCION	0.9936		0.9931	
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	37579		51424	
Dif. BSW % (BLS)	0.300%		13845	(-12)
VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)	37579		51382	
VOLUMEN DE PETRÓLEO ENTREGADO A PETROECUADOR			<u>13803 BLS/60°F</u>	
GRAVEDAD DEL PETRÓLEO BOMBEO A 60°			<u>35.3 °API</u>	

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.

  
 Ing. Héctor Mora  
 Por: DNH

  
 Ing. Pedro González  
 Por: ESPOL

  
 Ing. Luis Forero  
 Por: PETROINDUSTRIAL

  
 Ing. Guillermo Ferreira  
**PACIFPETROL S.A.**  
 GERENTE DE PRODUCCIÓN Y OPERACIONES  
 Por: PACIFPETROL S.A.

 CAMPO GUSTAVO GALINGO	<b>ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001-2000</b>		<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
	 		Versión: 1	Vigente desde: 03/05	Página 1
		Elaboró: Gerente de Operaciones	Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones	

N° 030/2005

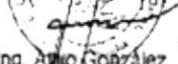
En La Libertad, a los 18 días del mes de octubre de 2005, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 32 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETROLEO EN EL TANQUE # 32**

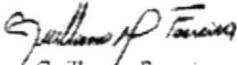
	MEDIDA INICIAL		MEDIDA FINAL	
FECHA	11-10-05		18-10-05	
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	3' 10"	15/16	17' 2"	15/16
VOLUMEN (BLS)	6434.18		28127.38	
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0' 0" 0		0' 3"	5/8
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00		564.19	
VOLUMEN PETROLEO (BLS)	6434.18		27563.19	
TEMPERATURA DEL TANQUE	74.5°F		75.3°F	
GRAV. API/ TEMP. DE LA MUESTRA	(37.0)	76.0°F	(36.5) /	72.0°F
GRAV. API/60F	35.7		35.6	
CORRECCION DE TECHO	0		0	
VOLUMEN NATURAL (BLS)	6434.18		27563.19	
FACTOR DE REDUCCION	0.9931		0.9924	
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	6390		27354	
Dif. BSW i/f (BLS)	0.400%		20964	(-84)
<b>VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)</b>	<b>6390</b>		<b>27270</b>	
<b>VOLUMEN DE PETROLEO ENTREGADO A PETROECUADOR</b>			<b>20880 BLS/60°F</b>	
<b>GRAVEDAD DEL PETROLEO BOMBEADO A 60°</b>			<b>35.4 °API</b>	

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.

  
Ing. Héctor Mofa  
Por: DNH

  
Ing. Arino González  
Por: ESPOL

  
Ing. Luis Polanco  
Por: PETROINDUSTRIAL

  
Ing. Guillermo Ferreira  
**PACIFPETROL S.A.**  
GERENTE DE PRODUCCIÓN Y OPERACIONES  
Por: PACIFPETROL S.A.

 <b>PACIFPETROL S.A.</b> CAMPO GUSTAVO GALINDO	<b>ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001-2000</b>		<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
			Versión: 1	Vigente desde: 02/05	Página 1
			Elaboró: Gerente de Operaciones	Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones

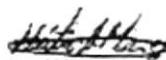
N° 029/2005

En La Libertad, a los 30 días del mes de septiembre de 2005, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 33 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETRÓLEO EN EL TANQUE # 33**

	MEDIDA INICIAL			MEDIDA FINAL		
FECHA	28-09-05			30-09-05		
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	0'	0"	0	20'	0"	1/2
VOLUMEN (BLS)	0.00			32979.60		
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0'	0"	0	0'	1"	1/8
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00			168.85		
VOLUMEN PETRÓLEO (BLS)	0.00			32810.75		
TEMPERATURA DEL TANQUE	0.0°F			75.4°F		
GRAV. API/TEMP. DE LA MUESTRA	(0.0)	0.0°F		(36.9)	/	75.0°F
GRAV. API/60F	0.0			35.7		
CORRECCION DE TECHO	0			0		
VOLUMEN NATURAL (BLS)	0.00			32810.75		
FACTOR DE REDUCCION	0.0000			0.9926		
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	0			32568		
Dif. BSW i/f (BLS)	0.300%			32568		(-98)
<b>VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)</b>	<b>0</b>			<b>32470</b>		
<b>VOLUMEN DE PETRÓLEO ENTREGADO A PETROECUADOR</b>				<b>32470 BLS/60°F</b>		
<b>GRAVEDAD DEL PETRÓLEO BOMBEADO A 60°</b>				<b>35.8 °API</b>		

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.

  
 Ing. Héctor Mora  
 Por: DNH

  
 Ing. Pablo González  
 Por: ESPOL

  
 Por: PETROINDUSTRIAL

  
 Ing. Danilo Baracela

GERENTE DE OPERACIONES / E  
**PACIFPETROL S.A.**  
 Por: PACIFPETROL S.A.

 <b>PACIFPETROL S.A.</b> CAMPO GUSTAVO GALINDO	<b>ACTA DE FISCALIZACIÓN DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍA ISO 9001-2000</b>		<b>CODIGO: SGC - REG-20</b>		
			Versión: 1	Vigente desde: 03/05	Página 1
	Elaboró: Gerente de Operaciones		Revisó: Gerente de Operaciones	Aprobó: Gerente de Operaciones	

N° 028/2005

En La Libertad, a los 22 días del mes de septiembre de 2005, se reúnen los funcionarios de PETROINDUSTRIAL, DNH, ESPOL y PETROLEOS DEL PACIFICO S.A., con la finalidad de certificar la entrega-recepción de petróleo crudo en el tanque # 32 de Petroindustrial, para lo cual se suscribe la siguiente Acta, según detalle de volúmenes cuyas certificaciones constan en las boletas de aforo.

**DETALLE VOLUMENES DE PETRÓLEO EN EL TANQUE # 32**

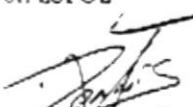
	MEDIDA INICIAL		MEDIDA FINAL	
FECHA	17-09-05		22-09-05	
MEDIDA (PIES, PULGADAS)	17' 11"	3/8	31' 5"	1/16
VOLUMEN (BLS)	29272.37		51206.88	
MEDIDA AGUA (PIES, PULGADAS)	0' 0" 0		0' 1"	15/16
VOLUMEN DE AGUA (BLS)	0.00		310.08	
VOLUMEN PETRÓLEO (BLS)	29272.37		50896.80	
TEMPERATURA DEL TANQUE	76.3°F		75.3°F	
GRAV API/TEMP. DE LA MUESTRA	(36.4)	76.0°F	(36.8) /	74.0°F
GRAV API/60F	35.2		35.7	
CORRECCION DE TECHO	0		0	
VOLUMEN NATURAL (BLS)	29272.37		50896.80	
FACTOR DE REDUCCION	0.9922		0.9926	
VOLUMEN DE 60°F (BLS)	29044		50520	
Dif. BSW i/f (BLS)	0.600%		21476	( 129)
<b>VOLUMEN NETO A 60°F (BLS)</b>	<b>29044</b>		<b>50391</b>	
<b>VOLUMEN DE PETRÓLEO ENTREGADO A PETROECUADOR</b>			<b><u>21347 BLS/60°F</u></b>	
<b>GRAVEDAD DEL PETRÓLEO BOMBEADO A 60°</b>			<b><u>35.7 °API</u></b>	

Las partes firman en 4 copias de igual contenido como constancia de lo actuado.

  
 Ing. Héctor Mora  
 Por: DNH

  
 Ing. Chile González  
 Por: ESPOL

  
 Ing. Luis Ponce  
 Por: PETROINDUSTRIAL

  
 Ing. Danilo Viscacela

**PACIFPETROL S.A.**

Por: PACIFPETROL S.A.

  
 CIB-ESPOL

ANEXO D: CARACTERISTICAS DE LOS ELEMENTOS DE LA  
UNIDAD LACT

The **Smith Model F4 Meter** is a 4", double-case, straight-through (S1 through S7) or angle-type (A1 and A3), rotary vane, positive displacement meter. Applications include: blending, batching, dispensing, inventory control, and custody transfer of oils, solvents, chemicals, paints, fats, and fertilizers.

### Features

- **Superior Accuracy** - The Smith Rotary Vane Meter principle, combined with the meter's uniquely designed (offset) inlet and outlet nozzles, minimizes pressure drop across the measuring chamber, which reduces flow through meter clearances (slippage), to maximize accuracy.
- **Low Pressure Drop** - Streamlined flow path provides low pressure drop.
- **Positive and Accurate Registration** - High torque drive calibrator with adjustment in 0.05% increments ensures accurate registration.
- **Long Service Life** - Low friction ball bearings, fixed cam-type timing, and rugged construction give sustained accuracy and long service life.

### Options

- **High Viscosity Meter Clearances** - To extend operation at maximum flow rate from 400 mPa·s to 2,000 mPa·s.
- **High Temperature Clearances** - To extend operating temperatures from 150°F to 200°F (65°C to 93°C).
- **All Iron Trim** - For operating temperatures above 200°F (93°C).
- **LPG Trim** - For low lubricity liquids such as LPG.
- **NACE Construction** - Special components available to meet requirements of NACE Standard MR-01-75.

### Operating Specifications

#### Maximum Flow Rate

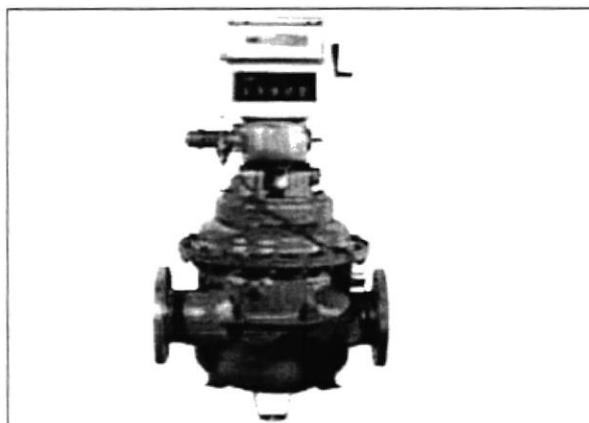
	USGPM	L/min
Continuous Rating - Standard Trim	600	2,250
Intermittent Rating <sup>1</sup> - Standard Trim	720	2,750
Continuous/Intermittent Rating - All Iron or LPG Trim	450	1,700

<sup>1</sup> Intermittent rating applies to service on clean, refined products where continuous operation is not required (e.g., truck loading, rail loading, and other batching applications).

<sup>2</sup> Linearity based on a maximum flow rate of 600 USGPM (2,250 L/min) unless otherwise stated.

<sup>3</sup> Linearity based on a maximum of 500 USGPM (1,875 L/min).

<sup>4</sup> 1,000 mPa·s = 1,000 cP = 1 Pa·s.



Model F4-51

### Minimum Flow Rate — Typical Performance

Linearity <sup>2</sup>	Units	Viscosity (mPa·s)					
		0.5	1	5	20	100	400
±0.15%	USGPM	100 <sup>3</sup>	60	25	6	1.25	0.30
	L/min	375 <sup>3</sup>	227	95	23	4.75	1.14
±0.25%	USGPM	75	45	18	4	1.00	0.25
	L/min	284	170	68	15	3.80	0.95
±0.50%	USGPM	50	30	12	3	0.60	0.15
	L/min	190	114	45	11	2.25	0.57

### Repeatability

±0.02%

### Viscosity

Standard: 400 mPa·s<sup>4</sup> (2,000 SSU) maximum.

Optional: 2 Pa·s (10,000 SSU) maximum - specify "High Viscosity Meter Clearances."

Over 2 Pa·s - specify "High Viscosity Meter Clearances" and derate maximum flow rate in direct proportion to viscosity over 2 Pa·s (e.g., at 4 Pa·s, derate Maximum Flow Rate to 50% of Normal Continuous Rating - 300 USGPM).

### Temperature

Standard Meter Clearances With:

Buna N/EPR/Teflon: -20°F to 150°F (-29°C to 65°C).

Viton: 10°F to 150°F (-12°C to 65°C).

High Temperature Meter Clearances With:

Buna N/EPR/Teflon: -20°F to 200°F (-29°C to 93°C).

Viton: 10°F to 200°F (-12°C to 93°C).

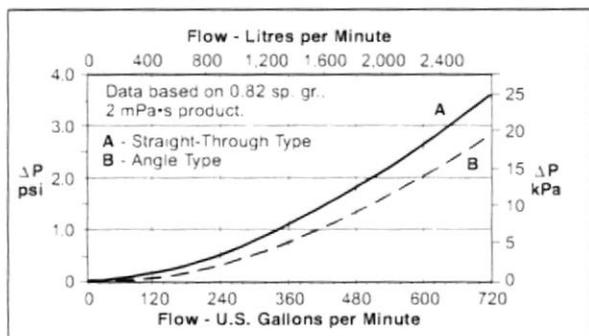
All Iron Trim With:

- Buna N: -20°F to 225°F (-29°C to 108°C).
- EPR: -20°F to 300°F (-29°C to 149°C).
- Teflon: -20°F to 400°F (-29°C to 205°C).
- Viton: 10°F to 400°F (-12°C to 205°C).

### Meter Gearing

Five U.S. gallons or one dekalitre (S1 and A1) and one barrel or five dekalitres (S3, A3 through S7) per revolution of meter calibrator output shaft.

### Pressure Drop ( $\Delta P$ )



### Maximum Working Pressure

Model	Flange	PSI <sup>5</sup>	kPa <sup>5</sup>
F4-S1, A1	150	150	1,034
F4-S3	150	285 <sup>5</sup>	1,965 <sup>5</sup>
F4-A3	150	275 <sup>5</sup>	1,896 <sup>5</sup>
F4-S5	300	300	2,069
F4-S6	300	720 <sup>5</sup>	4,964 <sup>5</sup>
F4-S7	600	1,440 <sup>5</sup>	9,929 <sup>5</sup>

Flange Class per ANSI B16.5 Raised Face Flange.

### Materials of Construction

Trim	Housing	Internals	Seals <sup>6</sup>
Standard	Steel	Iron, Steel, Stainless Steel, Aluminum	Buna N <sup>7</sup> , Viton Teflon, or EPR
LPG	Steel	Add Rulon and Nylon	Buna N <sup>7</sup> , Viton Teflon, or EPR
All Iron	Steel	Delete Aluminum	Buna N <sup>7</sup> , Viton Teflon, or EPR

### Installation

It is recommended that the meter be protected with a suitable mesh strainer.

### Catalog Code

The following guide defines the correct PD meter for a given application and the respective catalog code. This code is part of the ordering information and should be included on the purchase order.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K	F	4	S	1	G	B	S	0	0

#### Position 1: Code

K - Catalog Code

#### Positions 2 and 3: Model/Flange Size

F4 - 4" (F4)

#### Position 4: Flow Path

- S - Straight
- A - 90° Angle
- V - Vertical

#### Position 5: Pressure Class and End Connections

##### Standard (Raised Face Flanges)

- 1 - Class 150, 150 psig/1,034 kPa
- 3 - Class 150, 275 psig/1,896 kPa
- 5 - Class 300, 300 psig/2,068 kPa
- 6 - Class 300, 720 psig/4,964 kPa
- 7 - Class 600, 1,480 psig/9,928 kPa

##### PED (Raised Face Flanges)

- 1 - Class 150, Not Available
- 3 - Class 150, 285 psig/1,965 kPa
- 5 - Class 300, Not Available
- 6 - Class 300, Consult Factory
- 7 - Class 600, 1,480 psig/10,204 kPa

All Flanges designed to ANSI B16.5, Pressure Ratings Maximum Working Pressure at 100° F

#### Position 6: Meter Gearing

- G - Gallons (5:1 - S1)
- B - Barrels (1:1 - S3 through S7)
- D - Dekaliters (1:1 - S1) (5:1 - S3 through S7)
- I - Imperial Gallons<sup>9</sup>
- P - Pound<sup>9</sup>

#### Position 7: Seals

- B - Buna-N
- V - Viton
- T - Teflon

#### Position 8: Trim

- S - Standard
- A - All Iron
- L - LPG

#### Position 9: Temperature Compensation

- 0 - None
- A - ATC
- B - ATG

#### Position 10: Special Requirements

- 0 - Standard
- P - PED

<sup>5</sup> Maximum W.P. at 100°F (38°C).

<sup>6</sup> All S3 through S7 meters with Viton trim will have Teflon packing gland seals.

<sup>7</sup> Standard.

<sup>8</sup> See catalog code for more options.

<sup>9</sup> Consult factory for Model number when selecting Imperial or Pound Gearing.

The Model WCM 7300 is designed to provide the highest possible sensitivity, resolution, and accuracy for water content determination in crude oil, other hydrocarbons, or other low dielectric liquids from a max of 25% to levels below 1000 parts per million (ppm). In oil and natural gas (condensate) production, water cut and S&W measurements are significantly improved with the WCM 7300 technology. Enhanced digital signal processing and full product temperature compensation are two of the technological advancements utilized by this device. Probe sizes from 2" through 12" are available. 4-20 mA and 0-5 volt outputs are available for remote readout. Water cut, process temperature or probe electrical value can be selected for viewing without removing conduit cover by use of a supplied magnet to operate an internal reed switch.

### **Product Temperature Compensation**

The base dielectric constant (Dk) of oils can change with changes in temperature. This can cause traditional monitors to change without a variance in water content. For example; for a 10°F change, a typical crude oil may show a reading shift of as much as 0.1%, which normally would be considered as water. The WCM 7300 measures product temperature and calculates a corrected cut reading, providing a true water or S&W cut at any temperature up to 160°F.

### **Applications**

#### **LACT (Lease Automatic Custody Transfer) Units**

Detect and provide relay contact closure that can be used to reroute oil that has excess S&W.

#### **Pipeline Loading**

Monitor transfer of petroleum/condensate products from loading facilities.

#### **Dehydration Equipment**

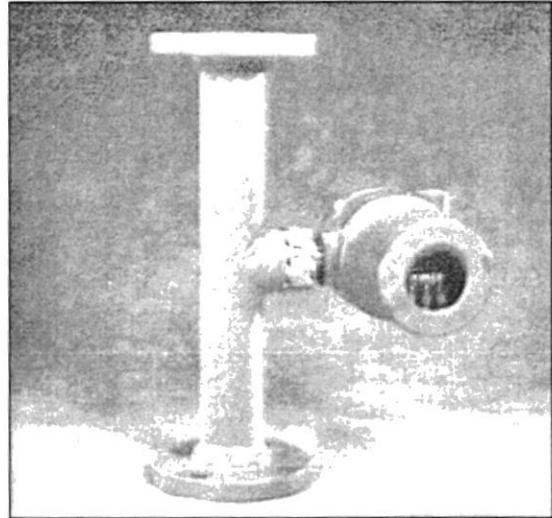
Determine and enhance equipment efficiencies, by monitoring the product and indicating water content.

#### **Fuel Oil Monitoring**

Determine contamination of fuel oil by condensation, or other external factors, before entry to engine.

#### **Storage and Treating Facilities**

Monitoring and early detection of undesirable conditions as well as interface detection during de-watering of storage tanks.



**WCM 7300 Water Cut Monitor**

### **Measurement/Monitor Specifications**

#### **Power Supply**

20-30 Vdc +/-10% @ nominal, 100 mA max.

#### **S&W Full Scale Range**

0-25%

Field adjustable to 0-5%, 0-10%, etc.

#### **Accuracy**

Is defined as the variance observed between the 7300 reading and the water grindout of the oil.

Normal variances are:

+/- .05 from 0 to 5% water

+/- .1 from 5 to 10% water

+/- .15 from 10% to 15% water

+/- .2 to .25 from 15 to 25% water

#### **Displays**

One line 16 character, alphanumeric LCD showing by selection:

Water Cut

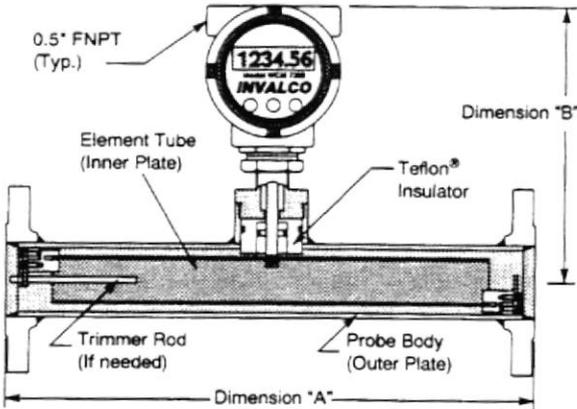
Process Temperature

Probe Electrical Value

Red/Green LED showing good oil, bad oil, or by passing, condition.

## WCM 7300 Dimensions

Inches (mm)



Size	Dimension "A"	Dimension "B"	Approx. Weight (lbs)
2 inch	17.0" (431)	8.6" (218)	20
3 inch	32.0" (811)	9.0" (228)	45
4 inch	32.0" (811)	9.5" (241)	72
6 inch	32.0" (811)	10.5" (266)	127
8 inch	32.0" (811)	11.5" (291)	190
10 inch	32.0" (811)	12.6" (319)	268
12 inch +	Consult Factory		

**Note:** Dimensions - Inches to the nearest tenth (millimeters to the nearest whole mm), each independently dimensioned from respective engineering drawings.

## WCM 7300 Probe/Monitor Assemblies Ordering Information

WCM 7300	WATER CUT MONITOR, DIGITAL, TEMPERATURE COMPENSATING, Ranges from 0-20% water PROBE MATERIAL: Carbon Steel		
	CODE	PROBE BODY SIZE	
	2	2" NCH I.D. x 17" FACE TO FACE	
	3	3" NCH I.D. x 32" FACE TO FACE	
	4	4" NCH I.D. x 32" FACE TO FACE	
	6	6" NCH I.D. x 32" FACE TO FACE	
	8	8" NCH I.D. x 32" FACE TO FACE	
	CODE	END CONNECTIONS	
	00	SCREWED ENDS (to 3" only)	
	00	GROOVED ENDS/Victaulic (to 3" only)	
	00	150 LB ANSI RAISED FACE	
	30	300 LB ANSI RAISED FACE	
	60	600 LB ANSI RAISED FACE	
	90	900 LB ANSI RAISED FACE (SCH 80)	
	05	150 LB ANSI RTJ	
	35	300 LB ANSI RTJ	
	65	600 LB ANSI RTJ	
	95	900 LB ANSI RTJ (SCH 80)	
	115	1500 LB ANSI RTJ (SCH 80)	
	CODE	MATERIAL AND TEMPERATURE OPTIONS	
	B	STANDARD MATERIALS, A53B CARBON STEEL, 0-160F	
	H	STANDARD MATERIALS/HIGH TEMP. C/F	
	S	3"6 STAINLESS STEEL MATERIALS 0-160F	
	T	3"6 STAINLESS STEEL/HIGH TEMP. C/F	
	CODE	CONNECTION STYLE	
	S	SCREWED CONNECTIONS, MNPT	
	G	VICTAULIC CONNECTIONS (GROOVED)	
	F	FLANGED CONNECTIONS	
	CODE	OPEN	
	P	Epoxy	
Example	WCM7300 -	4	60 - B F P = WCM7300 - 460 - BFP
Choose one code selection from each option group to build model number and correct pricing.			

[www.fmcinvalco.com](http://www.fmcinvalco.com)

The specifications contained herein are subject to change without notice and any user of said specifications should verify from the manufacturer that the specifications are currently in effect. Otherwise, the manufacturer assumes no responsibility for the use of specifications which may have been changed and are no longer in effect.

FMC INVALCO Fluid Control P.O. Box 1377, Stephenville, TX 76401 Phone: 254/968-2181, FAX: 254/968-5709 Toll Free: 800/468-2526

Printed in U.S.A. © 2/01 FMC INVALCO All rights reserved. Issue/Rev 0.4 (2/01)

# ● OMNI 3000/6000 FLOW COMPUTERS

32-BIT PROCESSOR WITH  
MATH CO-PROCESSOR

---

MODULAR MULTI-RUN DESIGN

---

PHOTO-OPTICAL ISOLATION OF EACH  
I/O POINT

---

SMART TRANSMITTER INTERFACE

---

US OR METRIC ENGINEERING UNITS

---

ONLINE CONFIGURATION SOFTWARE

---

STORED REPORTS AND DATA  
ARCHIVING

---

CONFIGURABLE DISPLAYS AND  
REPORTS

---

FOUR FLOW AND PRESSURE  
CONTROL LOOPS

---

SOFTWARE CALIBRATION

---

MULTIPLE RS232C/RS485C SERIAL  
PORTS TO 38.4 KBAUD

---

SERIAL INTERFACES WITH GAS  
CHROMATOGRAPHS, MASS AND  
ULTRASONIC METERS

---

MODBUS, ALLEN-BRADLEY, HONEYWELL  
DE AND INSTROMET PROTOCOLS

---



THE OMNI 3000 AND OMNI 6000 FLOW COMPUTERS ARE RELIABLE, EASY TO USE, AND UNIQUELY VERSATILE FLOW MEASUREMENT INSTRUMENTS. THEY ARE USER-CONFIGURABLE FOR SINGLE OR MULTI-RUN OIL AND GAS APPLICATIONS. TYPICAL PRODUCTS MEASURED INCLUDE: CRUDE OILS, REFINED PRODUCTS, NGLS, LPGS, ETHYLENE, PROPYLENE, NATURAL GAS, AND SPECIALTY GASES, SUCH AS O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, AND CO<sub>2</sub>.

THE COMPACT, RUGGED DESIGN, EASE OF OPERATION AND MULTI-FUNCTION CAPABILITIES ACHIEVED BY THE OMNI HAVE EVOLVED BASED ON MANY USER-REQUESTED FEATURES. IN TURN, THESE ENHANCEMENTS HAVE REDUCED OR ELIMINATED ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR OTHER AUXILIARY EQUIPMENT.

THE OMNI 3000 AND 6000 FLOW COMPUTERS ARE IN SERVICE WITH LEADING OIL AND GAS COMPANIES WORLDWIDE. ALL RELEVANT API, IP, AGA AND ISO MEASUREMENT STANDARDS HAVE BEEN IMPLEMENTED FOR US AND SI CUSTOMARY UNITS OF MEASURE. THE MODULAR EXPANDABLE DESIGN PROVIDES A FLEXIBLE INTERFACE FOR VARIOUS METERING SYSTEMS. THESE UNITS ALSO INTERFACE DIRECTLY WITH MASS AND ULTRASONIC METERS, GAS CHROMATOGRAPHS AND DIGITAL TRANSMITTERS.



# FLOW COMPUTER TECHNICAL SPECIFICATIONS

## DIMENSIONS

### PANEL CUT-OUT

8.25 IN X 4.75 IN (210MM X 121MM)

### BEHIND PANEL

8.75 IN\* / 15.50 IN (222MM\* / 394MM)

### FRONT PANEL BEZEL

9 IN X 5 IN (229MM X 127MM)

### WEIGHT

9\* LBS / 16.0 LBS (4.08\*KG / 7.26 KG)

## ENVIRONMENTAL

### OPERATING TEMPERATURE

-10° TO +60°C (+14° TO +140°F)

### STORAGE TEMPERATURE

-20° TO +70°C (-4° TO +158°F)

RELATIVE HUMIDITY 90% NON-CONDENSING

### LCD DISPLAY

OPERATING TEMPERATURE 0° TO 50°C (32° TO 122°F)

## SUPPLY VOLTAGE

110VAC-120VAC, 220-240VAC,  
OR 24VDC (10-35 WATTS)

## BATTERY BACK-UP

DATA AND TOTALS ARE RETAINED FOR A MINIMUM OF 30 DAYS IN A CONTROLLED ENVIRONMENT. POWER MUST BE APPLIED PERIODICALLY TO RECHARGE BATTERIES IF EQUIPMENT IS NOT INSTALLED IMMEDIATELY.

## POWER/FUSE

110AC RECEPTICAL IS STANDARD, BUT DC CONNECTIONS ARE AVAILABLE. BOTH POWER CONNECTIONS AND PRIMARY SYSTEM FUSES ARE LOCATED ON BACK PANEL.

## TRANSIENT/OVER-VOLTAGE PROTECTION

CROWBAR AND TRANSORBS ON POWER SUPPLY. POWER SUPPLY INCORPORATES SELF-RESETTING FUSES, WHICH DISCONNECT TO PROTECT COMPUTER.

## CPU/MEMORY

32-BIT CMOS MICROPROCESSOR, WITH FLOATING POINT MATH CO-PROCESSOR, 16 MHZ OPERATION, HARDWARE REAL-TIME CLOCK, AND RAM BATTERY BACK-UP. 1 MB EPROM AND 2 MB RAM AVAILABLE.

\*INDICATES SPECIFICATION FOR OMNI 3000

SEE PRODUCT SPECIFICATIONS FOR COMPLETE MANUFACTURING AND SERVICE INFORMATION.

## MODULAR I/O

4\*/10 PLUG-IN SLOTS FOR ANY CONFIGURATION OF I/O MODULES FOR MEASUREMENT, CONTROL, PID, SEQUENCING, RTU, OR AS A COMMUNICATIONS SUB-MASTER.

## I/O WIRING CONNECTIONS

4\*/10 12-POSITION SCREW TERMINAL STRIPS ARE VERTICALLY MOUNTED ON THE BACK PANEL.

## OPTICAL ISOLATION

EACH INPUT AND OUTPUT IS PHOTO-OPTICALLY ISOLATED, WITH A MAXIMUM COMMON MODE REJECTION ON INPUTS/OUTPUTS OF +/- 250VDC TO CHASSIS GROUND.

## ANALOG INPUTS

NUMBER	MAX 4 PER COMBO MODULE
PRECISION	14 BINARY BITS
ACCURACY	±0.025% (+5° TO +50°C)
TYPE	4-20MA OR 1-5VOLTS DIFFERENTIAL INPUTS OR 100 OHMS 4-WIRE RTD (ON 2 CHANNELS ONLY).

## SMART DIGITAL TRANSMITTERS

HONEYWELL ST3000 & SMV FAMILY  
ROSEMOUNT 3095FB

## PULSE INPUTS

NUMBER	MAX. 2 PER COMBO MODULE
INPUT FREQUENCY	DC TO 16 KHZ
CONFIGURATION	DIFFERENTIAL INPUT

## PIPE PROVER DETECTOR SWITCH INPUT

APPLICATION OF 12-24VDC (RISING OR FALLING EDGE).

## PULSE INTERPOLATION DETECTOR INPUTS

CONTACT CLOSURE OR OPEN COLLECTOR TRANSISTOR.

## STATUS INPUTS/CONTROL ALARM OUTPUTS

SELECTABLE IN ANY CONFIGURATION OF INPUTS OR OUTPUTS 1\*/2 12-CH DIGITAL I/O MODULES.

## ANALOG OUTPUTS

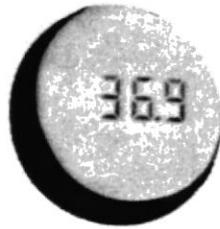
MAX. 4\*/12 DEPENDING ON NUMBER OF COMBO MODULES (2\*/6).

## MULTI-BUS RS-232-C/485-C SERIAL I/O

NUMBER	2 PER SERIAL I/O MODULE
BAUD RATE	SOFTWARE SELECTABLE 1.2-38.4KBAUD

# LD291

SMART PRESSURE TRANSMITTERS  
4 to 20 mA + HART Digital Communication



The series LD29X is the economical alternative in routine gage pressure measurement. This lightweight design eliminates the need for mounting brackets and transmitter supports in many applications.

The model LD291 offers digital HART® based communication simplifying calibration and providing remote diagnostics.

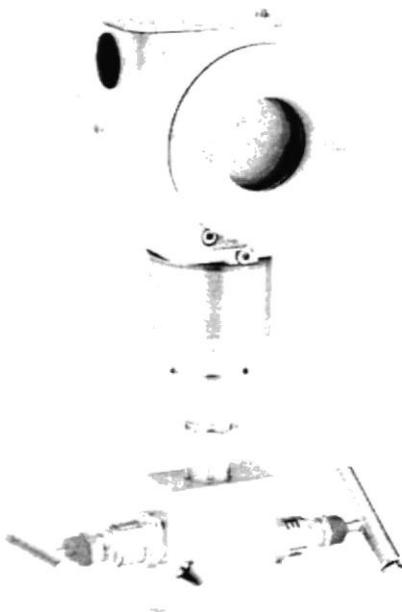
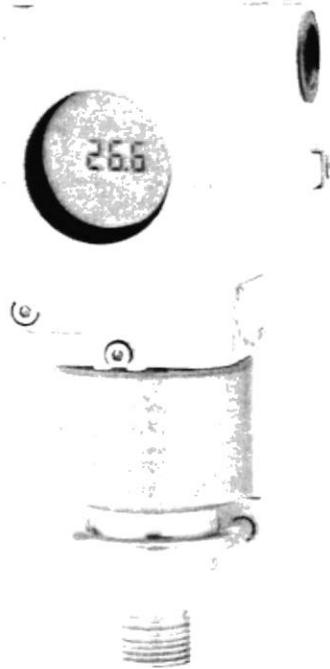
Its microprocessor-based electronics allow for total interchangeability with SMAR capacitive sensors. It automatically corrects sensor characteristic changes caused by temperature fluctuations.

All members of the LD29X series use SMAR's field proven capacitive sensors. Its special design allows a direct process connection and an optional LCD indicator can be added to provide additional operations and local indication.

Basiles the LD291 was developed according to the international safety standards to attend the functional safety requirements in plants that need safety and reability to protect people, ambient and assents, etc.

The LD291 has FMEDA analyses allowing it to work in safety areas according to SIL requirements and making easier to the user the calculation fo Safety Integrity Level (SIL).

MTBF is a basic measure of product and it is calculated adding the MTRR and MTTF. MTRR is the mean time to execute maintenance on all of the removable items in a product. It is the most common measure of maintainability. MTTF is the mean time expected until the first failure of a piece of equipment. It is the inverse of the failure note.



**NEW**

- ✓ 0 - 1.25 kPa to 0 - 25 MPa (0 - 5 inH<sub>2</sub>O to 0 - 3600 psi)
- ✓ ±0.1% accuracy of the calibrated range
- ✓ Updating time of output current in 100ms
- ✓ Output current resolution of 0.75µA/bit
- ✓ With high performance mathematical co-processor
- ✓ One single electronic board for all models
- ✓ Accepts calibration from URL to URL/40
- ✓ Wetted parts in 316 SST or Hastelloy
- ✓ Digital display (optional)
- ✓ Zero, span and damping adjustment through HART® local switches (only if fitted with display)
- ✓ Digital electronics, sensor and communication
- ✓ Self diagnostics
- ✓ Weather proof, explosion proof and intrinsically safe
- ✓ FMEDA (Failure Modes, Effects and Diagnostic) Analysis
- ✓ MTBF (Mean Time Between Failures) of 239 years
- ✓ MTRR (Mean Time to Repair) of 18 minutes
- ✓ MTTF (Mean Time to Failure) of 239 years
- ✓ Applicable in safety areas according to SIL (Safety Integrity Level) requirements
- ✓ Write protection by hardware
- ✓ Easy upgrade for Foundation Fieldbus and Profibus PA technologies
- ✓ Designed and manufactured according to ISO 9001 standards

## Functional Specifications

### Service

Liquid, gas or vapor application

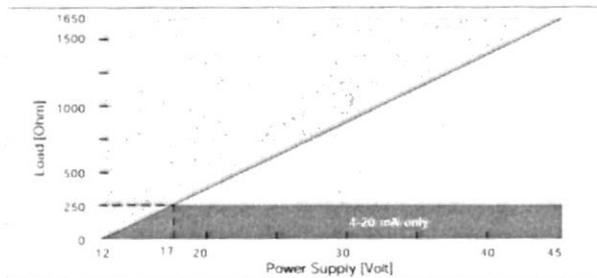
### Output

Two wire, 4-20 mA with HART® superimposed digital communication signal. Output current according to NAMUR-NE 43 standard.

### Power Supply

12 - 45 Vdc

### Load Limitation



### Indicator

Optional 4½-digit numerical and 5-character alphanumeric LCD indicator.

### Hazardous Area Certifications

Explosion proof, weather proof and intrinsically safe (CENELEC, CSA and FM standards).

### Zero and Span Adjustment

By Configurator or Local Adjustment from 0 to 0.975 URL. URL = Upper Range Limit.

### Temperature Limits

Ambient: -40 to 85 °C (-40 to 185 °F).  
 Process: -40 to 100 °C (-40 to 212 °F) (Silicone Oil).  
 0 to 85 °C (-32 to 185 °F) (Fluorolube Oil).  
 Storage: -40 to 100 °C (-40 to 212 °F).  
 Display: -10 to 60 °C (14 to 140 °F) operation.  
 -40 to 85 °C (-40 to 185 °F) without damage.

### Failure Alarm

In case of sensor or circuit failure, the self diagnostics drives the output to 3.6 or 21.0 mA and according to user's choice.

### Turn-on Time

Performs within specifications in less than 10 seconds after power is applied to the transmitter.

### Overpressure Limits

14 MPa (2000 psi) for ranges 2, 3 and 4  
 31 MPa (4500 psi) for range 5

These overpressures will not damage the transmitter, but a new calibration may be necessary.

### Humidity Limits

0 to 100% RH.

### Damping Adjustment

User configurable, from any value higher than 0 seconds plus intrinsic sensor response time (0.2s).

### Configuration

By digital communication (HART® protocol) using the Configuration Interface CONF301 or the Hart Pocket Configurator HPC301. Can be done partially, through local adjustment.

## Performance Specifications

**NEW**

### Accuracy

± 0.1% of span (for span ≥ 0.1 URL).  
 ± 0.05 (1 + (0.1 URL/span))% of span (for span < 0.1 URL).

### For Ranges 5:

± 0.2% of span (for span ≥ 0.1 URL).  
 ± 0.1 (1 + (0.1 URL/span))% of span (for span < 0.1 URL).

### Stability

±0.2% of URL for 1 year.

### Temperature Effect

±(0.18% URL + 0.18% span) per 20 °C (36 °F).

### Power Supply Effect

0.005% of calibrated span per volt.

### Mounting Position Effect

Zero shift of up to 250 Pa (1 inH<sub>2</sub>O) which can be calibrated out. No span effect.

### Electro-Magnetic Effect

Designed to comply with IEC IEC61000-6-2:1999, IEC61000-6-4:1997 and IEC61326:2002 standards.

## Physical Specifications

### Electrical Connection

½ -14 NPT, Pg 13,5 or M20 x 1,5

### Process Connection

See ordering code.

### Wetted Parts

- Isolating Diaphragms and Process Connection  
316L SST, Hastelloy C276.

### Nonwetted Parts

- Electronic Housing  
Injected aluminum with polyester painting or 316 SST (NEMA 4X, IP67).
- Fill Fluid  
Silicone or Fluorolube Oil.
- Cover O-Rings  
Buna N.
- Mounting Bracket  
Optional universal mounting bracket for surface or vertical/horizontal 2"-pipe (DN 50) carbon steel with polyester painting or 316 SST. Accessories (bolts, nuts, washers and U-clamp) in carbon steel or 316 SST.
- Identification Plate  
316 SST.

### Approximate Weights

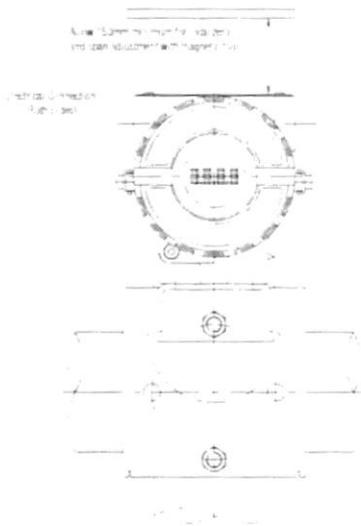
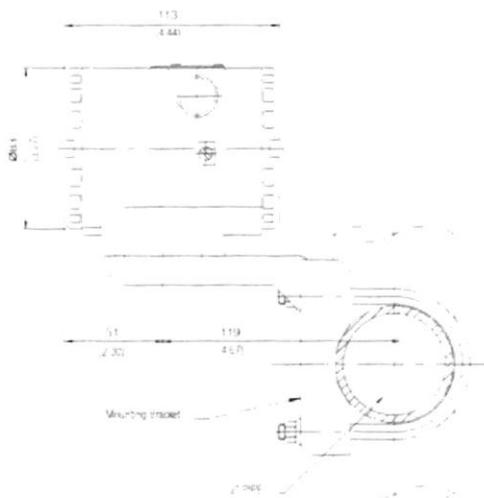
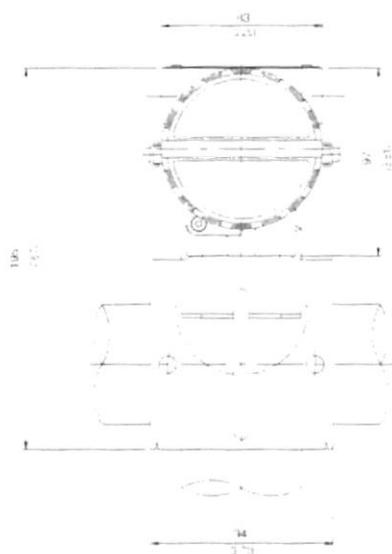
< 2.0 kg (4lb): aluminum housing without mounting bracket.

Smarr Pressure Transmitters are protect by USA patent number 6,433,791

# TT300 Series

## TT300 Series

Dimensions are mm (in)



### USA

Smar International Corporation  
6001 Stonington Street, Suite 100  
Houston, TX 77040  
Tel.: +1 713 849-2021  
Fax: +1 713 849-2022  
e-mail: sales@smar.com

Smar Research Corporation  
4250 Veterans Memorial Hwy, Suite 156  
Holbrook, NY 11741  
Tel.: +1 631 737-3111  
Fax: +1 631 737-3892  
e-mail: sales@smarresearch.com

Smar Laboratories Corporation  
6001 Stonington Street, Suite 100  
Houston, TX 77040  
Tel.: +1 713 849-2021  
Fax: +1 713 849-2022  
e-mail: sales@smar.com

### SINGAPORE

Smar Singapore Pte. Ltd.  
315 Outram Road  
#06-07, Tan Boon Liat Building  
Singapore 169074  
Tel.: +65 6324-0182  
Fax: +65 6324-0183  
e-mail: info@smar.com.sg

### BRAZIL

Smar Equipamentos Ind. Ltda.  
Rua Dr. Antonio Furlan Jr., 1028  
Sertãozinho SP 14170-480  
Tel.: +55 16 3946-3510  
Fax: +55 16 3946-3554  
e-mail: insales@smar.com.br

### GERMANY

Smar GmbH  
Rheingastrasse 9  
55545 Bad Kreuznach  
Tel.: +49 671-794680  
Fax: +49 671-7946829  
e-mail: infoservice@smar.de

### MEXICO

Smar Mexico  
Cerro de las Campanas #3 desp 119  
Col. San Andrés Atenco  
Tlalneantla Edo. Del Méx - C.P. 54040  
Tel.: +53 78-4600 al 02  
Fax: +53 78-4603  
e-mail: ventas@smar.com

### NETHERLANDS

Smar Nederland  
De Oude Wereld 116  
2408TM Alphen aan den Rijn  
Tel.: +31 172 494 922  
Fax: +31 172 479 888  
e-mail: info@smarnederland.nl

### FRANCE

Smar France S. A. R. L.  
42, rue du Pavé des Gardes  
F-92370 Chaville  
Tel.: +33 1 41 15-0220  
Fax: +33 1 41 15-0219  
e-mail: smar.adm@wanadoo.fr

### CHINA

Smar China Corp.  
3 Baishiqiao Road, Suite 30233  
Beijing 100873, P.R.C.  
Tel.: +86 10 6849-8643  
Fax: +86 10 6894-0898  
e-mail: info@smar.com.cn

### UNITED KINGDOM

Smar UK Ltd  
3, Overhill Road  
Cirencester  
Gloucestershire  
GL7 2LG  
Phone: +44 (0)797 0094138  
Fax: +44 (0)797 4747502  
mail: info@smarUK.co.uk

Plus a network of  
representatives in 58 countries.  
For your nearest representative  
please contact:  
insales@smar.com.br



Quality Management System Certified according to ISO 9001:2000

**smar**  
First in Fieldbus

www.smar.com



TT300CE

© Copyright 2005 - Smar International - all rights reserved. - October/2005



ANEXO E: LISTA ALFABETICA DE CONVERSION DE UNIDADES

**TABLE 1.7—ALPHABETICAL LIST OF UNITS  
(symbols of SI units given in parentheses)**

To Convert From	To	Multiply By
abampere	ampere (A)	1.0* E + 01
abcoulomb	coulomb (C)	1.0* E + 01
abfarad	farad (F)	1.0* E - 09
abhenry	henry (H)	1.0* E - 09
abmho	siemens (S)	1.0* E + 09
abohm	ohm ( $\Omega$ )	1.0* E - 09
abvolt	volt (V)	1.0* E - 08
acre-foot (U.S. survey) <sup>1</sup>	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	1.233 489 E + 03
acre (U.S. survey) <sup>2</sup>	meter <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )	4.048 873 E + 03
ampere hour	coulomb (C)	3.6* E - 03
are	meter <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )	1.0* E - 02
angstrom	meter (m)	1.0* E - 10
astronomical unit	meter (m)	1.495 979 E + 11
atmosphere (standard)	pascal (Pa)	1.013 250* E + 05
atmosphere (technical = 1 kgf/cm <sup>2</sup> )	pascal (Pa)	9.806 650* E + 04
bar	pascal (Pa)	1.0* E + 05
barn	meter <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )	1.0* E - 28
barrel (for petroleum, 42 gal)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	1.589 873 E - 01
board foot	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	2.359 737 E - 03
British thermal unit (International Table) <sup>3</sup>	joule (J)	1.055 056 E + 03
British thermal unit (mean)	joule (J)	1.055 87 E + 03
British thermal unit (thermochemical)	joule (J)	1.054 350 E + 03
British thermal unit (39°F)	joule (J)	1.059 67 E - 03
British thermal unit (59°F)	joule (J)	1.054 80 E + 03
British thermal unit (60°F)	joule (J)	1.054 68 E - 03
Btu (International Table)-(hr-ft <sup>2</sup> -°F) (thermal conductivity)	watt per meter kelvin [W/(m·K)]	1.730 735 E + 00
Btu (thermochemical)-(hr-ft <sup>2</sup> -°F) (thermal conductivity)	watt per meter kelvin [W/(m·K)]	1.729 577 E + 00
Btu (International Table)-in.-(hr-ft <sup>2</sup> -°F) (thermal conductivity)	watt per meter kelvin [W/(m·K)]	1.442 279 E - 01
Btu (thermochemical)-in.-(hr-ft <sup>2</sup> -°F) (thermal conductivity)	watt per meter kelvin [W/(m·K)]	1.441 314 E - 01
Btu (International Table)-in.-(s-ft <sup>2</sup> -°F) (thermal conductivity)	watt per meter kelvin [W/(m·K)]	5.192 204 E + 02
Btu (thermochemical)-in.-(s-ft <sup>2</sup> -°F) (thermal conductivity)	watt per meter kelvin [W/(m·K)]	5.188 732 E + 02
Btu (International Table)-hr	watt (W)	2.930 711 E - 01
Btu (thermochemical)-hr	watt (W)	2.928 751 E - 01
Btu (thermochemical)-min	watt (W)	1.757 250 E + 01
Btu (thermochemical)-s	watt (W)	1.054 350 E + 03
Btu (International Table)-ft <sup>2</sup>	joule per meter <sup>2</sup> (J/m <sup>2</sup> )	1.135 853 E + 04
Btu (thermochemical)-ft <sup>2</sup>	joule per meter <sup>2</sup> (J/m <sup>2</sup> )	1.134 893 E - 04
Btu (thermochemical)-(ft <sup>2</sup> -hr)	watt per meter <sup>2</sup> (W/m <sup>2</sup> )	3.152 481 E - 00
Btu (thermochemical)-(ft <sup>2</sup> -min)	watt per meter <sup>2</sup> (W/m <sup>2</sup> )	1.891 489 E + 02
Btu (thermochemical)-(ft <sup>2</sup> -s)	watt per meter <sup>2</sup> (W/m <sup>2</sup> )	1.134 893 E + 04
Btu (thermochemical)-(in. <sup>2</sup> -s)	watt per meter <sup>2</sup> (W/m <sup>2</sup> )	1.634 246 E + 06
Btu (International Table)-(hr-ft <sup>2</sup> -°F) (thermal conductance)	watt per meter <sup>2</sup> kelvin [W/(m <sup>2</sup> ·K)]	5.678 263 E + 00
Btu (thermochemical)-(hr-ft <sup>2</sup> -°F) (thermal conductance)	watt per meter <sup>2</sup> kelvin [W/(m <sup>2</sup> ·K)]	5.674 466 E + 00
Btu (International Table)-(s-ft <sup>2</sup> -°F)	watt per meter <sup>2</sup> kelvin [W/(m <sup>2</sup> ·K)]	2.044 175 E + 04
Btu (thermochemical)-(s-ft <sup>2</sup> -°F)	watt per meter <sup>2</sup> kelvin [W/(m <sup>2</sup> ·K)]	2.042 808 E + 04
Btu (International Table)-lbm	joule per kilogram (J/kg)	2.326* E - 03
Btu (thermochemical)-lbm	joule per kilogram (J/kg)	2.324 444 E - 03
Btu (International Table)-(lbm-°F) (heat capacity)	joule per kilogram kelvin [J/(kg·K)]	4.186 8* E + 03
Btu (thermochemical)-(lbm-°F) (heat capacity)	joule per kilogram kelvin [J/(kg·K)]	4.184 000 E + 03

<sup>1</sup>Since 1893 the U.S. basis of length measurement has been derived from metric standards. In 1959 a small refinement was made in the definition of the yard to resolve discrepancies both in this country and abroad, which changed its length from 3600/3937 m to 0.9144 m exactly. This resulted in the new value being shorter by two parts in a million. At the same time it was decided that any data in feet derived from and published as a result of geodetic surveys with in the U.S. would remain with the old standard (1 ft = 1200/3937 m) until further decision. This foot is named the U.S. survey foot. As a result, all U.S. and measurements in U.S. customary units will relate to the meter by the old standard. All the conversion factors in these tables for units referenced to this footnote are based on the U.S. survey foot, rather than the international foot. Conversion factors for the land measure given below may be determined from the following relationships:

- 1 league = 3 miles (exactly)
- 1 rod = 16 1/2 ft (exactly)
- 1 chain = 66 ft (exactly)
- 1 section = 36 sq miles
- 1 township = 36 sq miles

<sup>2</sup>This value was adopted in 1958. Some of the older International Tables use the value 1.055 04 E + 03. The exact conversion factor is 1.055 055 852 62\* E + 03.

TABLE 1.7—ALPHABETICAL LIST OF UNITS (continued)  
(symbols of SI units given in parentheses)

To Convert From	To	Multiply By**
bushel (U.S.)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	3.523 907 E - 02
caliber (inch)	meter (m)	2.54* E - 02
calorie (International Table)	joule (J)	4.186 8* E - 00
calorie (mean)	joule (J)	4.190 02 E - 00
calorie (thermochemical)	joule (J)	4.184* E - 00
calorie (15°C)	joule (J)	4.185 80 E + 00
calorie (20°C)	joule (J)	4.181 90 E + 00
calorie (kilogram, International Table)	joule (J)	4.186 8* E + 03
calorie (kilogram, mean)	joule (J)	4.190 02 E + 03
calorie (kilogram, thermochemical)	joule (J)	4.184* E + 03
cal (thermochemical)/cm <sup>2</sup>	joule per meter <sup>2</sup> (J/m <sup>2</sup> )	4.184* E + 04
cal (International Table)/g	joule per kilogram (J/kg)	4.186* E + 03
cal (thermochemical)/g	joule per kilogram (J/kg)	4.184* E - 03
cal (International Table)/(g·°C)	joule per kilogram kelvin [J/(kg·K)]	4.186 8* E - 03
cal (thermochemical)/(g·°C)	joule per kilogram kelvin [J/(kg·K)]	4.184* E - 03
cal (thermochemical)/min	watt (W)	6.973 333 E - 02
cal (thermochemical)/s	watt (W)	4.184* E - 00
cal (thermochemical)/(cm <sup>2</sup> ·min)	watt per meter <sup>2</sup> (W/m <sup>2</sup> )	6.973 333 E + 02
cal (thermochemical)/(cm <sup>2</sup> ·s)	watt per meter <sup>2</sup> (W/m <sup>2</sup> )	4.184* E + 04
cal (thermochemical)/(cm·s·°C)	watt per meter kelvin [W/(m·K)]	4.184* E + 02
capture unit (c.u. = 10 <sup>-13</sup> cm <sup>-1</sup> )	per meter (m <sup>-1</sup> )	1.0* E - 01
carat (metric)	kilogram (kg)	2.0* E - 04
centimeter of mercury (0°C)	pascal (Pa)	1 333 22 E + 03
centimeter of water (4°C)	pascal (Pa)	9.806 38 E + 01
centipoise	pascal second (Pa·s)	1.0* E - 03
centistokes	meter <sup>2</sup> per second (m <sup>2</sup> /s)	1.0* E - 06
circular mil	meter <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )	5.067 075 E - 10
cio	kelvin meter <sup>2</sup> per watt [(K·m <sup>2</sup> )/W]	2.003 712 E - 01
cup	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	2.365 882 E - 04
cune	becquerel (Bq)	3.7* E - 10
cycle per second	hertz (Hz)	1.0* E + 00
day (mean solar)	second (s)	8.640 000 E + 04
day (sidereal)	second (s)	8.616 409 E + 04
degree (angle)	radian (rad)	1.745 329 E - 02
degree Celsius	kelvin (K)	$T_c = T_c + 273.15$
degree centigrade (see degree Celsius)		
degree Fahrenheit	degree Celsius	$T_c = (T_f - 32)/1.8$
degree Fahrenheit	kelvin (K)	$T_k = (T_f + 459.67)/1.8$
degree Rankine	kelvin (K)	$T_k = T_r/1.8$
°F·hr-ft <sup>2</sup> /Btu (International Table) (thermal resistance)	kelvin meter <sup>2</sup> per watt [(K·m <sup>2</sup> )/W]	1.781 102 E - 01
°F·hr-ft <sup>2</sup> /Btu (thermochemical) (thermal resistance)	kelvin meter <sup>2</sup> per watt [(K·m <sup>2</sup> )/W]	1.762 250 E - 01
denier	kilogram per meter (kg/m)	1.111 111 E - 07
dyne	newton (N)	1.0* E - 05
dyne-cm	newton meter (N·m)	1.0* E - 07
dyne/cm <sup>2</sup>	pascal (Pa)	1.0* E - 01
electronvolt	joule (J)	1.602 19 E - 19
EMU of capacitance	farad (F)	1.0* E - 09
EMU of current	ampere (A)	1.0* E - 01
EMU of electric potential	volt (V)	1.0* E - 08
EMU of inductance	henry (H)	1.0* E - 09
EMU of resistance	ohm (Ω)	1.0* E - 09
ESU of capacitance	farad (F)	1.112 650 E - 12
ESU of current	ampere (A)	3.335 6 E - 10
ESU of electric potential	volt (V)	2.997 9 E + 02
ESU of inductance	henry (H)	8.987 554 E + 11
ESU of resistance	ohm (Ω)	8.987 554 E + 11
erg	joule (J)	1.0* E - 07
erg/cm <sup>2</sup> ·s	watt per meter <sup>2</sup> (W/m <sup>2</sup> )	1.0* E - 03
erg/s	watt (W)	1.0* E - 07
faraday (based on carbon-12)	coulomb (C)	9.648 70 E + 04
faraday (chemical)	coulomb (C)	9.649 57 E + 04
faraday (physical)	coulomb (C)	9.652 19 E + 04
fathom	meter (m)	1.828 8 E + 00
fermi (femtometer)	meter (m)	1.0* E - 15
fluid ounce (U.S.)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	2.957 353 E - 05
foot	meter (m)	3.048* E - 01
foot (U.S. survey)**	meter (m)	3.048 006 E - 01

TABLE 1.7—ALPHABETICAL LIST OF UNITS (continued)  
(symbols of SI units given in parentheses)

To Convert From	To	Multiply By**
foot of water (39.2°F)	pascal (Pa)	2.988 98 E + 03
sq ft	meter <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )	9.290 304* E - 02
ft <sup>2</sup> /hr (thermal diffusivity)	meter <sup>2</sup> per second (m <sup>2</sup> /s)	2.580 640* E - 05
ft <sup>2</sup> /s	meter <sup>2</sup> per second (m <sup>2</sup> /s)	9.290 304* E - 02
cu ft (volume; section modulus)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	2.831 685 E - 02
ft <sup>3</sup> /min	meter <sup>3</sup> per second (m <sup>3</sup> /s)	4.719 474 E - 04
ft <sup>3</sup> /s	meter <sup>3</sup> per second (m <sup>3</sup> /s)	2.831 685 E - 02
ft <sup>4</sup> (moment of section) <sup>12</sup>	meter <sup>4</sup> (m <sup>4</sup> )	8.630 975 E - 03
ft/hr	meter per second (m/s)	8.466 667 E - 05
ft/min	meter per second (m/s)	5.080* E - 03
ft/s	meter per second (m/s)	3.048* E - 01
ft/s <sup>2</sup>	meter per second <sup>2</sup> (m/s <sup>2</sup> )	3.048* E - 01
footcandle	lux (lx)	1.076 391 E + 01
footlambert	candela per meter <sup>2</sup> (cd/m <sup>2</sup> )	3.426 259 E + 00
ft-lbf	joule (J)	1.355 818 E + 00
ft-lbf/hr	watt (W)	3.766 161 E - 04
ft-lbf/min	watt (W)	2.259 697 E - 02
ft-lbf/s	watt (W)	1.355 818 E + 00
ft-poundal	joule (J)	4.214 011 E - 02
free fall, standard (g)	meter per second <sup>2</sup> (m/s <sup>2</sup> )	9.806 650* E + 00
cm/s <sup>2</sup>	meter per second <sup>2</sup> (m/s <sup>2</sup> )	1.0* E - 02
gallon (Canadian liquid)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	4.546 090 E - 03
gallon (U.K. liquid)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	4.546 092 E - 03
gallon (U.S. dry)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	4.404 884 E - 03
gallon (U.S. liquid)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	3.785 412 E - 03
gal (U.S. liquid)/day	meter <sup>3</sup> per second (m <sup>3</sup> /s)	4.381 264 E - 08
gal (U.S. liquid)/min	meter <sup>3</sup> per second (m <sup>3</sup> /s)	6.309 020 E - 05
gal (U.S. liquid)/hp-hr (SFC, specific fuel consumption)	meter <sup>3</sup> per joule (m <sup>3</sup> /J)	1.410 089 E - 09
gamma (magnetic field strength)	ampere per meter (A/m)	7.957 747 E - 04
gamma (magnetic flux density)	tesla (T)	1.0* E - 09
gauss	tesla (T)	1.0* E - 04
gilbert	ampere (A)	7.957 747 E - 01
gill (U.K.)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	1.420 654 E - 04
gill (U.S.)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	1.182 941 E - 04
grad	degree (angular)	9.0* E - 01
grad	radian (rad)	1.570 796 E - 02
grain (1/7000 lbm avoirdupois)	kilogram (kg)	6.479 891* E - 05
grain (lbm avoirdupois/7000):gal (U.S. liquid)	kilogram per meter <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	1.711 806 E - 02
gram	kilogram (kg)	1.0* E - 03
g/cm <sup>3</sup>	kilogram per meter <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	1.0* E + 03
gram-force/cm <sup>2</sup>	pascal (Pa)	9.806 650* E + 01
hectare	meter <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )	1.0* E + 04
horsepower (550 ft-lbf/s)	watt (W)	7.456 999 E + 02
horsepower (boiler)	watt (W)	9.809 50 E + 03
horsepower (electric)	watt (W)	7.460* E + 02
horsepower (metric)	watt (W)	7.354 99 E + 02
horsepower (water)	watt (W)	7.460 43 E + 02
horsepower (U.K.)	watt (W)	7.457 0 E + 02
hour (mean solar)	second (s)	3.600 000 E + 03
hour (sidereal)	second (s)	3.590 170 E + 03
hundredweight (long)	kilogram (kg)	5.080 235 E + 01
hundredweight (short)	kilogram (kg)	4.535 924 E + 01
inch	meter (m)	2.54* E - 02
inch of mercury (32°F)	pascal (Pa)	3.386 38 E + 03
inch of mercury (60°F)	pascal (Pa)	3.378 85 E + 03
inch of water (39.2°F)	pascal (Pa)	2.490 82 E + 02
inch of water (60°F)	pascal (Pa)	2.488 4 E + 02
sq in.	meter <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )	6.451 6* E - 04
cu in. (volume; section modulus) <sup>13</sup>	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	1.638 706 E - 05
in. <sup>2</sup> /min	meter <sup>2</sup> per second (m <sup>2</sup> /s)	2.731 177 E - 07
in. <sup>4</sup> (moment of section) <sup>14</sup>	meter <sup>4</sup> (m <sup>4</sup> )	4.162 314 E - 07
in./s	meter per second (m/s)	2.54* E - 02
in./s <sup>2</sup>	meter per second <sup>2</sup> (m/s <sup>2</sup> )	2.54* E - 02
kayser	1 per meter (1/m)	1.0* E + 02
kelvin	degree Celsius	T <sub>C</sub> - T <sub>K</sub> - 273.15



CIB-ESPOL

<sup>12</sup> This sometimes is called the moment of inertia of a plane section about a specified axis.

<sup>13</sup> The exact conversion factor is 1.638 706 4\*E - 05.

TABLE 1.7—ALPHABETICAL LIST OF UNITS (continued)  
(symbols of SI units given in parentheses)

To Convert From	To	Multiply By**
kilocalorie (International Table)	joule (J)	4.186 8* E + 03
kilocalorie (mean)	joule (J)	4.190 02 E + 03
kilocalorie (thermochemical)	joule (J)	4.184* E + 03
kilocalorie (thermochemical)/min	watt (W)	6.973 333 E + 01
kilocalorie (thermochemical)/s	watt (W)	4.184* E + 03
kilogram-force (kgf)	newton (N)	9.806 65* E + 00
kgf·m	newton meter (N·m)	9.806 65* E + 00
kgf·s <sup>2</sup> /m (mass)	kilogram (kg)	9.806 65* E + 00
kgf/cm <sup>2</sup>	pascal (Pa)	9.806 65* E + 04
kgf/m <sup>2</sup>	pascal (Pa)	9.806 65* E + 00
kgf/mm <sup>2</sup>	pascal (Pa)	9.806 65* E + 06
km/h	meter per second (m/s)	2.777 778 E - 01
kilopond	newton (N)	9.806 65* E + 00
kilowatthour (kW·hr)	joule (J)	3.6* E + 06
kip (1000 lbf)	newton (N)	4.448 222 E + 03
kip/in. <sup>2</sup> (ksi)	pascal (Pa)	6.894 757 E + 06
knot (international)	meter per second (m/s)	5.144 444 E - 01
lambert	candela per meter <sup>2</sup> (cd/m <sup>2</sup> )	1/π* E + 04
lambert	candela per meter <sup>2</sup> (cd/m <sup>2</sup> )	3.183 099 E + 03
langley	joule per meter <sup>2</sup> (J/m <sup>2</sup> )	4.184* E + 04
league	meter (m)	(see Footnote 1)
light year	meter (m)	9.460 55 E + 15
liter <sup>3</sup>	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	1.0* E - 03
maxwell	weber (Wb)	1.0* E - 08
mho	siemens (S)	1.0* E + 00
microinch	meter (m)	2.54* E - 08
microsecond/foot (μs/ft)	microsecond/meter (μs/m)	3.280 840 E - 00
micron	meter (m)	1.0* E - 06
mil	meter (m)	2.54* E - 05
mile (international)	meter (m)	1.609 344* E + 03
mile (statute)	meter (m)	1.609 3 E + 03
mile (U.S. survey) <sup>††</sup>	meter (m)	1.609 347 E + 03
mile (international nautical)	meter (m)	1.852* E + 03
mile (U.K. nautical)	meter (m)	1.853 184* E + 03
mile (U.S. nautical)	meter (m)	1.852* E + 03
sq mile (international)	meter <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )	2.589 988 E - 06
sq mile (U.S. survey) <sup>††</sup>	meter <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )	2.589 998 E - 06
mile/hr (international)	meter per second (m/s)	4.470 4* E - 01
mile/hr (international)	kilometer per hour (km/h)	1.609 344* E + 00
mile/min (international)	meter per second (m/s)	2.682 24* E + 01
mile/s (international)	meter per second (m/s)	1.609 344* E + 03
millibar	pascal (Pa)	1.0* E + 02
millimeter of mercury (0°C)	pascal (Pa)	1.333 22 E + 02
minute (angle)	radian (rad)	2.908 882 E - 04
minute (mean solar)	second (s)	6.0* E - 01
minute (sidereal)	second (s)	5.983 617 E - 01
month (mean calendar)	second (s)	2.628 000 E - 06
oersted	ampere per meter (A/m)	7.957 747 E + 01
ohm centimeter	ohm meter (Ω·m)	1.0* E - 02
ohm circular-mil per ft	ohm millimeter <sup>2</sup> per meter [(Ω·mm <sup>2</sup> )/m]	1.662 426 E - 03
ounce (avoirdupois)	kilogram (kg)	2.834 952 E - 02
ounce (troy or apothecary)	kilogram (kg)	3.110 348 E - 02
ounce (U.K. fluid)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	2.841 307 E - 05
ounce (U.S. fluid)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	2.957 353 E - 05
ounce-force	newton (N)	2.780 139 E - 01
ozf·in.	newton meter (N·m)	7.061 552 E - 03
oz (avoirdupois)/gal (U.K. liquid)	kilogram per meter <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	6.238 021 E + 00
oz (avoirdupois)/gal (U.S. liquid)	kilogram per meter <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	7.489 152 E + 00
oz (avoirdupois)/in. <sup>3</sup>	kilogram per meter <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	1.729 994 E + 03
oz (avoirdupois)/ft <sup>2</sup>	kilogram per meter <sup>2</sup> (kg/m <sup>2</sup> )	3.051 517 E - 01
oz (avoirdupois)/yd <sup>2</sup>	kilogram per meter <sup>2</sup> (kg/m <sup>2</sup> )	3.390 575 E - 02
parsec	meter (m)	3.085 678 E + 16
peck (U.S.)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	8.809 768 E - 03
pennyweight	kilogram (kg)	1.555 174 E - 03
perm (°C) <sup>†††</sup>	kilogram per pascal second meter <sup>2</sup> [kg/(Pa·s·m <sup>2</sup> )]	5.721 35 E - 11

<sup>††</sup>In 1964 the General Conference on Weights and Measures adopted the name liter as a special name for the cubic decimeter. Before this decision the liter differed slightly (previous value, 1.000 028 dm<sup>3</sup>) and in expression of precision volume measurement this fact must be kept in mind.

<sup>†††</sup>Not the same as reservoir perm.

TABLE 1.7—ALPHABETICAL LIST OF UNITS (continued)  
(symbols of SI units given in parentheses)

To Convert From	To	Multiply By <sup>a</sup>
perm (23°C) <sup>b</sup>	kilogram per pascal second meter <sup>c</sup> [kg/(Pa·s·m)]	5.745 25 E - 11
perm-in (7°C) <sup>b</sup>	kilogram per pascal second meter [kg/(Pa·s·m)]	1 453 22 E - 12
perm-in (23°C) <sup>b</sup>	kilogram per pascal second meter [kg/(Pa·s·m)]	1 459 29 E - 12
phot	lumen per meter <sup>2</sup> (lm/m <sup>2</sup> )	1 0 <sup>c</sup> E - 04
pica (printer's)	meter (m)	4 217 518 E - 03
prt (U.S. dry)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	5 506 105 E - 04
prt (U.S. liquid)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	4 731 765 E - 04
point (printer's)	meter (m)	3.514 598 <sup>d</sup> E - 04
poise (absolute viscosity)	pascal second (Pa·s)	1 0 <sup>c</sup> E - 01
pound (lbm avoirdupois) <sup>e</sup>	kilogram (kg)	4.535 924 E - 01
pound (troy or apothecary)	kilogram (kg)	3.732 417 E - 01
bm-in <sup>2</sup> (moment of inertia)	kilogram meter <sup>2</sup> (kg·m <sup>2</sup> )	4.214 011 E - 02
bm-in <sup>2</sup> (moment of inertia)	kilogram meter <sup>2</sup> (kg·m <sup>2</sup> )	2.926 397 E - 04
bm-ft-hr	pascal second (Pa·s)	4.133 789 E - 04
bm-ft-s	pascal second (Pa·s)	1 488 164 E + 00
bm-ft <sup>2</sup>	kilogram per meter <sup>2</sup> (kg/m <sup>2</sup> )	4 882 428 E - 00
bm-in <sup>2</sup>	kilogram per meter <sup>2</sup> (kg/m <sup>2</sup> )	1 601 846 E - 01
lbm-gal (U.S. liquid)	kilogram per meter <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	9.377 833 E - 01
lbm-gal (U.S. liquid)	kilogram per meter <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	1.198 264 E - 02
lbm-hr	kilogram per second (kg/s)	1.259 979 E - 04
bm <sup>3</sup> (hp-hr) (SFC, specific fuel consumption)	kilogram per joule (kg/J)	1.689 659 E - 07
bm-in. <sup>3</sup>	kilogram per meter <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	2.767 990 E - 04
bm-in	kilogram per second (kg/s)	7.559 873 E - 03
bm-s	kilogram per second (kg/s)	4.535 924 E - 01
bm-yd <sup>3</sup>	kilogram per meter <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	5.902 764 E - 01
poundal	newton (N)	1.382 550 E - 01
poundal-ft <sup>2</sup>	pascal (Pa)	1 488 164 E + 00
poundal-s-ft <sup>2</sup>	pascal second (Pa·s)	1 488 164 E + 00
pound-force (lbf) <sup>e</sup>	newton (N)	4.448 222 E - 00
lbf-ft <sup>2</sup>	newton meter (N·m)	1.355 818 E - 00
lbf-ft-in. <sup>2</sup>	newton meter per meter [(N·m)/m]	5.337 866 E - 01
lbf-in. <sup>2</sup>	newton meter (N·m)	1.129 848 E - 01
lbf-in. in. <sup>2</sup>	newton meter per meter [(N·m)/m]	4.448 222 E - 00
lbf-s-ft <sup>2</sup>	pascal second (Pa·s)	4.788 026 E - 01
lbf-ft	newton per meter (N/m)	1.459 390 E - 01
lbf-in	pascal (Pa)	4.788 026 E - 01
lbf-in.	newton per meter (N/m)	1.751 268 E + 02
lbf/in. <sup>2</sup> (psi)	pascal (Pa)	6.894 757 E + 03
lbf/bm (thrust/weight [mass] ratio)	newton per kilogram (N/kg)	9.806 650 E + 00
quart (U.S. dry)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	1.101 221 E - 03
quart (U.S. liquid)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	9.463 529 E - 04
rad (radiation dose absorbed)	gray (Gy)	1 0 <sup>c</sup> E - 02
rae	1 per pascal second [1/(Pa·s)]	1 0 <sup>c</sup> E + 01
rod	meter (m)	(see Footnote 1)
roentgen	coulomb per kilogram (C/kg)	2.58 E - 04
second (angle)	radian (rad)	4 848 137 E - 06
second (sidereal)	second (s)	9.972 696 E - 01
section	meter <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )	(see Footnote 1)
shake	second (s)	1.000 000 <sup>c</sup> E - 08
slug	kilogram (kg)	1.459 390 E + 01
slug-ft-s)	pascal second (Pa·s)	4.788 026 E + 01
slug-ft <sup>2</sup>	kilogram per meter <sup>2</sup> (kg/m <sup>2</sup> )	5.153 786 E + 02
statampere	ampere (A)	3.335 640 E - 10
statcoulomb	coulomb (C)	3.335 640 E - 10
statfarad	farad (F)	1 112 650 E - 12
stathenry	henry (H)	8.987 554 E + 11
statmho	siemens (S)	1 112 650 E - 12
statohm	ohm (Ω)	8.987 554 E + 11
statvolt	volt (V)	2.997 925 E + 02
stere	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	1 0 <sup>c</sup> E + 00

<sup>a</sup> Not the same dimensions as 1 (dimensionless)

<sup>b</sup> The exact conversion factor is 4 535 923 719 742 000

<sup>c</sup> The exact conversion factor is 4 448 221 615 260 500

<sup>d</sup> Larger unit, see text discussion of Torque and Bending Moment

<sup>e</sup> Larger unit, see text discussion of Torque and Bending Moment

TABLE 1.7—ALPHABETICAL LIST OF UNITS (continued)  
(symbols of SI units given in parentheses)

To Convert From	To	Multiply By**
slib	candela per meter <sup>2</sup> (cd/m <sup>2</sup> )	1.0 <sup>†</sup> E - 04
stokes (kinematic viscosity)	meter <sup>2</sup> per second (m <sup>2</sup> /s)	1.0 <sup>†</sup> E 04
tablespoon	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	1.478 678 E - 05
teaspoon	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	4.928 922 E - 06
tex	kilogram per meter (kg/m)	1.0 <sup>†</sup> E - 06
therm	joule (J)	1.055 056 E - 08
ton (assay)	kilogram (kg)	2.916 867 E - 02
ton (long, 2,240 lbm)	kilogram (kg)	1.016 047 E + 03
ton (metric)	kilogram (kg)	1.0 <sup>†</sup> E + 03
ton (nuclear equivalent of TNT)	joule (J)	4.184 E + 09 <sup>††</sup>
ton (refrigeration)	watt (W)	3.516 800 E + 03
ton (register)	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	2.831 685 E + 00
ton (short, 2000 lbm)	kilogram (kg)	9.071 847 E + 02
ton (long)·yd <sup>3</sup>	kilogram per meter <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	1.328 939 E + 03
ton (short)·hr	kilogram per second (kg/s)	2.519 958 E - 01
ton-force (2000 lbf)	newton (N)	8.896 444 E + 03
tonne	kilogram (kg)	1.0 <sup>†</sup> E + 03
torr (mm Hg, 0°C)	pascal (Pa)	1.333 22 E - 02
township	meter <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )	(see Footnote 1)
unit pole	weber (Wb)	1.258 637 E - 07
watthour (W·hr)	joule (J)	3.60 <sup>†</sup> E + 03
W·s	joule (J)	1.0 <sup>†</sup> E - 00
W/cm <sup>2</sup>	watt per meter <sup>2</sup> (W/m <sup>2</sup> )	1.0 <sup>†</sup> E + 04
W/in. <sup>2</sup>	watt per meter <sup>2</sup> (W/m <sup>2</sup> )	1.550 003 E + 03
yard	meter (m)	9.144 <sup>†</sup> E - 01
yd <sup>2</sup>	meter <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )	8.361 274 E - 01
yd <sup>3</sup>	meter <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )	7.645 549 E - 01
yd <sup>3</sup> /min	meter <sup>3</sup> per second (m <sup>3</sup> /s)	1.274 258 E - 02
year (calendar)	second (s)	3.153 600 E + 07
year (sidereal)	second (s)	3.155 815 E + 07
year (tropical)	second (s)	3.155 693 E + 07

<sup>††</sup> Defined (not measured) value.



CIB-ESPOL

# DENSIDADES RELATIVAS CORRESPONDIENTES A UNIDADES DE CAMPO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y UNIDADES INGLESAS

**TABLE 1.65—RELATIVE DENSITIES CORRESPONDING TO °API AND WEIGHTS PER U.S. GALLON**

°API	Relative Density	lbm/U.S. gal									
10	1.0000	8.328	33	0.8602	7.183	56	0.7547	6.283	79	0.6722	5.595
11	0.9930	8.270	34	0.8550	7.119	57	0.7507	6.249	80	0.6690	5.568
12	0.9861	8.212	35	0.8498	7.076	58	0.7467	6.216	81	0.6659	5.542
13	0.9792	8.155	36	0.8448	7.034	59	0.7428	6.184	82	0.6628	5.516
14	0.9725	8.099	37	0.8398	6.993	60	0.7389	6.151	83	0.6597	5.491
15	0.9659	8.044	38	0.8348	6.951	61	0.7351	6.119	84	0.6566	5.465
16	0.9593	7.989	39	0.8299	6.910	62	0.7313	6.087	85	0.6536	5.440
17	0.9529	7.935	40	0.8251	6.870	63	0.7275	6.056	86	0.6506	5.415
18	0.9465	7.882	41	0.8203	6.830	64	0.7238	6.025	87	0.6476	5.390
19	0.9402	7.830	42	0.8155	6.790	65	0.7201	5.994	88	0.6446	5.365
20	0.9340	7.778	43	0.8109	6.752	66	0.7165	5.964	89	0.6417	5.341
21	0.9279	7.727	44	0.8063	6.713	67	0.7128	5.934	90	0.6388	5.316
22	0.9218	7.676	45	0.8017	6.675	68	0.7093	5.904	91	0.6360	5.293
23	0.9159	7.627	46	0.7972	6.637	69	0.7057	5.874	92	0.6331	5.269
24	0.9100	7.578	47	0.7927	6.600	70	0.7022	5.845	93	0.6303	5.246
25	0.9042	7.529	48	0.7883	6.563	71	0.6988	5.817	94	0.6275	5.222
26	0.8984	7.481	49	0.7839	6.526	72	0.6953	5.788	95	0.6247	5.199
27	0.8927	7.434	50	0.7796	6.490	73	0.6919	5.759	96	0.6220	5.176
28	0.8871	7.387	51	0.7753	6.455	74	0.6886	5.731	97	0.6193	5.154
29	0.8816	7.341	52	0.7711	6.420	75	0.6852	5.703	98	0.6166	5.131
30	0.8762	7.296	53	0.7669	6.385	76	0.6819	5.676	99	0.6139	5.109
31	0.8708	7.251	54	0.7628	6.350	77	0.6787	5.649	100	0.6112	5.086
32	0.8654	7.206	55	0.7587	6.316	78	0.6754	5.622			

\* Calculated from the formula: relative density = (141.5)/(131.5 + °API). The weights in this table are weights in air at 60°F with humidity 50% and pressure 760 mm Hg.