





**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE TECNOLOGÍA DE PETRÓLEOS**

**APLICACIÓN DE LAS NORMAS ASTM Y NORMAS API, PARA LA  
FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD Y VOLUMEN DE PETRÓLEO  
PRODUCIDO POR EL CAMPO GUANTA OPERADO POR  
PETROPRODUCCIÓN.**

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

**AUTOR: ÁNGEL RAFAEL VÁSQUEZ PACHO**

**DIRECTOR: ING. RAÚL BALDEÓN**

**QUITO, Julio de 2010**

## **DECLARATORIA**

*Del contenido del presente trabajo se responsabiliza el autor.*

---

**Ángel Rafael Vásquez Pacho**

C.I. 150055970-1

## **CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS**

*Certifico que el Señor ÁNGEL RAFAEL VÁSQUEZ PACHO, estudiante de la carrera de Tecnología de Petróleos ha desarrollado su tesis bajo mi guía. Esto implica que se han hecho todas las revisiones y correcciones necesarias para así llegar a una buena culminación de la tesis.*

---

**Ing. Raúl Baldeón**

### CERTIFICADO DE LA EMPRESA

Certifico que el señor **ÁNGEL RAFAEL VÁSQUEZ PACHO** con cédula de ciudadanía N° 150055970-1, ha recopilado información para el desarrollo de su tesis de grado titulada "**aplicación de las normas ASTM y normas API, para la fiscalización de la calidad y el volumen de petróleo producido por el campo Guanta operado por Petroecuador**", en el Departamento de Roda Lago Agrio, autorizado mediante oficio UTE-CEC-FCI-JVM-838 del 13 de diciembre del 2007 de acuerdo con el Convenio de Cooperación Institucional N° 062-PRO-A-2006 entre Petroproducción y la Universidad Tecnológica Equinoccial.

Lago Agrio, 31 de Marzo del 2008



× Ing. Raúl Espinoza P  
JEFE DE RODA D.A.

## **AGRADECIMIENTOS**

*Primeramente quiero agradecerle a Dios por darme las fuerzas para continuar siempre adelante. Un especial agradecimiento a todas las personas que siempre me dieron la mano a mis tíos, a la familia Cabrera Vega, y a todos mis amigos a los cuales los llevo en mi corazón, gracias por todo.*

*Un Agradecimiento especial a la Universidad Tecnológica Equinoccial, a la Facultad Ciencias de la Ingeniería, al Ing. Jorge Viteri y a mi Director de Tesis por el apoyo brindado durante mi carrera y para la culminación de este estudio.*

*Ángel Rafael Vásquez*

## **DEDICATORIA**

*Quiero dedicar mi tesis a mis padres Ángel y Luz por todo su amor, dedicación y apoyo en todos los momentos de mi vida, en especial a mi padre Ángel que siempre me cuidó y me guió desde el cielo y nunca me dejó solo. Te quiero mucho Padre.*

*A mis hermanos que supieron estar conmigo en los momentos más difíciles de mi vida.*

*A mi segunda madre la Sra. Rocío Santamaría mi madrina, la cual supo brindarme todo su cariño y aprecio como a un hijo más.*

*A mi mejor amigo, Jhonathan que es mi hermano mayor con el cual siempre nos apoyamos mutuamente para llegar a ser alguien en la vida.*

*Ángel Rafael Vásquez*

## ÍNDICE GENERAL

CARÁTULA.....	I
DECLARATORIA.....	III
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS .....	IV
CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA .....	V
AGRADECIMIENTOS .....	VI
DEDICATORIA .....	VII
ÍNDICE GENERAL .....	VIII
ÍNDICE DE CONTENIDOS .....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS .....	XVI
ÍNDICE DE ECUACIONES .....	XVI
RESUMEN.....	XVII
SUMMARY .....	XIX



## ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO I.....	1
1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. OBJETIVO GENERAL.....	1
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.3. JUSTIFICACIÓN .....	2
1.4. IDEA A DEFENDER .....	2
1.5. VARIABLES .....	2
1.5.1. VARIABLES DEPENDIENTE.....	2
1.5.2. VARIABLE INDEPENDIENTE.....	3
1.6. METODOLOGÍA DE ESTUDIO.....	3
1.6.1. DISEÑO O TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	3
1.6.2. MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN A EMPLEARSE.....	4
1.6.2.1. Método General: .....	4
1.6.2.2. Método Específico: .....	4
1.6.2.3. Modalidad: .....	4
1.6.2.4. Técnicas: .....	4
1.6.2.5. Instrumentos:.....	4
1.7. TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN.....	4
1.7.1. VISITA A LA ESTACIÓN GUANTA.....	5
1.7.2. REVISIÓN DE LITERATURA ESPECIALIZADA .....	5
1.7.3. CHARLAS TÉCNICAS .....	5

CAPÍTULO II .....	6
2. MARCO TEÓRICO.....	6
2.1. FISCALIZACIÓN DEL CRUDO PRODUCIDO EN EL CAMPO GUANTA Y DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE MEDICIÓN.....	6
2.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GUANTA Y SU DESCRIPCIÓN	6
2.3. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN LACT UBICADO EN EL CAMPO GUANTA.....	12
2.3.1. BOMBA .....	13
2.3.2. MONITOR DE BS&W .....	14
2.3.3. FILTRO .....	15
2.3.4. VÁLVULA DE DERIVACIÓN .....	16
2.3.5. SISTEMA DE CALIDAD SAMPLER.....	17
2.3.5.1. MUESTREADOR.....	18
2.3.5.2. ACUMULADOR.....	19
2.3.5.3. BOMBA .....	20
2.3.5.4. MOTOR .....	21
2.3.6. MEDIDOR.....	22
2.3.7. VÁLVULA DE BLOQUEO Y PURGA.....	23
2.3.8. VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN.....	24
2.3.9. TOMAS DE CONEXIÓN PARA CALIBRAR MEDIDORES .....	25
2.4. DESCRIPCIÓN DE LOS DOS TIPOS DE PROBADORES QUE SE TIENEN EN PETROPRODUCCIÓN.....	26

2.4.1. PROBADOR CONVENCIONAL DE TUBERÍA O PROBADOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO .....	26
2.4.1.1. BIDIRECCIONAL DE ESFERA .....	27
2.4.1.2. UNIDIRECCIONAL DE ESFERA .....	29
2.4.1.3. UNIDIRECCIONAL DE PISTÓN .....	29
2.4.2. PROBADORES MAESTROS .....	31
2.5. CONSIDERACIONES PARA DETERMINAR LA FRECUENCIA DE CALIBRACIÓN DE LOS PROBADORES .....	32
2.6. RECOMENDACIONES POR LA API, MPMS PARA EL MANEJO DE PROBADORES .....	33
2.6.1. NORMA API, MPMS 4.2.4.6.....	33
2.6.2. NORMA API, MOMA 4.2.4.8 .....	34
2.6.3. NORMA API, MPMS 4.2.10.1 .....	34
CAPÍTULO III .....	35
3. PROCEDIMIENTOS, METODOLOGÍA Y DEFINICIONES.....	35
3.1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS .....	35
3.2. DEFINICIÓN Y GENERALIDADES.....	37
3.3. PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN DIARIA .....	41
3.3.1. APLICACIÓN .....	41
3.3.2. TRANSFERENCIA DE CUSTODIA .....	43
3.3.3. CALIBRACIÓN .....	43
3.3.4. CONCILIACIÓN.....	44
3.3.5. EQUIPO DE MEDICIÓN.....	44
3.3.6. LIQUIDACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	44

3.3.7. PUNTO DE TRANSFERENCIA Y CUSTODIA .....	45
3.4. JUSTIFICATIVOS PARA EL ESTUDIO DE LA FISCALIZACIÓN .....	45
3.5. JUSTIFICATIVOS TÉCNICOS .....	46
3.6. PROCEDIMIENTOS DE MEDICIÓN MEDIANTE LAS NORMAS ASTM Y SU APLICACIÓN .....	48
3.6.1. NORMA ASTM D-4006 DETERMINACIÓN DE AGUA POR DESTILACIÓN .....	48
3.6.2. NORMA ASTM D-96-98 DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS EN CRUDO, POR CENTRIFUGACIÓN .....	52
3.6.3. NORMA ASTM D-445 DETERMINACIÓN DE VISCOSIDAD 80 °F....	55
3.6.4. NORMA ASTM D-1298 DETERMINACIÓN DE GRAVEDAD API.....	57
3.7. CONDICIONES GENERALES .....	60
3.7.1. POLÍTICA DE MEDICIÓN EN RODA (RED DE OLEODUCTOS SECUNDARIOS) .....	60
3.7.2. FACTORES DE PROCESOS.....	60
3.7.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO A SER MEDIDO.....	60
3.7.2.2. QUE VOLUMEN DIARIO DE AGUA SE SEPARA Y SE REINYECTA .....	62
3.7.2.3. CUAL ES LA CANTIDAD DE PETRÓLEO RESIDUAL QUE EN PROMEDIO SE REINYECTA CON EL AGUA DE FORMACIÓN .....	62
3.7.2.4. QUE VOLUMEN DE PETRÓLEO RESIDUAL SE VA EN EL AGUA DE FORMACIÓN .....	63
3.8. UNIDAD DE MEDICIÓN (LACT) Lease Automatic Custody Transfer .....	64
3.9. UNIDAD DE MEDICIÓN, FISCALIZ. Y TRANSFERENCIA (LACT) .....	64

3.9.1. CAPÍTULO 14 APLICACIÓN DE NORMAS API, MPMS .....	72
3.9.2. DISEÑO DE UNA UNIDAD LACT APLICANDO EL CAPÍTULO 14 API, MPMS .....	72
3.9.3. OPERACIÓN DE UNA UNIDAD (LACT) APLICANDO EL CAPÍTULO 14 API, MPMS.....	73
3.9.4. MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD (LACT) APLICANDO EL CAPÍTULO 14 API, MPMS .....	75
3.10 RÉGIMEN DE FLUJO (LAMINAR Y TURBULENTO) .....	76
3.10.1. FLUJO LAMINAR .....	78
3.10.2. FLUJO TURBULENTO .....	79
3.11. VISCOSIDAD .....	80
3.12. SISTEMA DE MEDICIÓN .....	80
3.12.1. MEDICIÓN DINÁMICA .....	80
3.12.1.1. SELECCIÓN DE MEDIDORES .....	82
3.12.1.2. COMPARACIONES DE LOS DISTINTOS TIPOS DE MEDIDORES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.....	83
3.12.1.3. MEDIDORES TIPO DESPLAZAMIENTO POSITIVO (DP) .....	84
3.12.2. CARACTERÍSTICAS DEL MEDIDOR POR DESPLAZAMIENTO POSITIVO .....	86
3.12.3. MEDICIÓN ESTÁTICA .....	86
3.12.4. MEDICIÓN DE CALIDAD .....	87
3.13 MEDIDORES DE FLUJO .....	87
3.13.1. MEDIDORES VOLUMÉTRICOS .....	87
3.13.2. MEDIDORES MÁSCOS.....	88

CAPÍTULO IV .....	89
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	89
4.1. CONCLUSIONES .....	89
4.2. RECOMENDACIONES .....	90
BIBLIOGRAFÍA .....	91

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA N° 1 MAPA DE UBICACIÓN DE LOS CAMPOS PETROLEROS.....	8
FIGURA N° 2 MAPA DE UBICACIÓN DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN GUANTA.....	9
FIGURA N° 3 CENTRO DE MEDICIÓN P&DI GENERAL DEL CAMPO GUANTA .....	10
FIGURA N° 4 MAPA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN GUANTA .....	11
FIGURA N° 5 BOMBA.....	13
FIGURA N° 6 MONITOR DE BS&W .....	14
FIGURA N° 7 FILTRO.....	15
FIGURA N° 8 VÁLVULA.....	16
FIGURA N° 9 RECOLECTOR AUTOMÁTICO .....	17
FIGURA N° 10 MUESTREADOR.....	18
FIGURA N° 11 ACUMULADOR .....	19
FIGURA N° 12 BOMBA .....	20
FIGURA N° 13 MOTOR .....	21
FIGURA N° 14 MEDIDOR.....	22
FIGURA N° 15 VÁLVULA DE BLOQUE Y PURGA.....	23
FIGURA N° 16 VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN .....	24
FIGURA N° 17 TOMAS.....	25
FIGURA N° 18 BIDIRECCIONAL DE ESFERA.....	27
FIGURA N° 19 MEDIDOR MAESTRO .....	31
FIGURA N° 20 PROCESO DE DETERMINACIÓN DE AGUA POR DESTILACIÓN.....	51
FIGURA N° 21 PROCESO DE DETERMINACIÓN DE GRAVEDAD API.....	59
FIGURA N° 22 UNIDADES AUTOMÁTICAS DE FISCALIZACIÓN Y TRANSFERENCIA (LACT)65	
FIGURA N° 23 UNIDADES AUTOMÁTICAS DE FISCALIZACIÓN Y TRANSFERENCIA (LACT)66	
VISTA POSTERIOR .....	66
FIGURA N° 24 UNIDADES AUTOMÁTICAS DE FISCALIZACIÓN Y TRANSFERENCIA (LACT)67	
FIGURA N° 25 FLUJO LAMINAR .....	79
FIGURA N° 26 FLUJO TURBULENTO .....	79

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N° 1 COORDENADAS DE LA ESTACIÓN GUANTA.....	7
TABLA N° 2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS DEL CAMPO GUANTA.....	61
TABLA N° 3 VOLUMEN DIARIO DE AGUA QUE SE SEPARA Y SE REINYECTA EN EL CAMPO GUANTA.....	62
TABLA N° 4 RESIDUALES DE ACEITE EN AGUA .....	62
TABLA N° 5 VOLUMEN DE PETRÓLEO RESIDUAL QUE SE VA EN EL AGUA DE FORMACIÓN.....	63

## ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN N° 1 VOLUMEN.....	50
ECUACIÓN N° 2 CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS .....	54
ECUACIÓN N° 3 NÚMERO DE REYNOLDS .....	77



## **RESUMEN**

Por muchos años las empresas dentro de la industria petrolera han visto la necesidad de realizar una fiscalización del petróleo crudo producido en los campos de nuestro país. Es necesario dictar nuevas disposiciones inherentes al transporte de petróleo crudo por los Sistemas de Oleoductos, como el SOTE, RODA cuya operación se encuentra a cargo de Petroecuador, a fin de garantizar un óptimo y permanente servicio a los usuarios.

La adecuada interpretación de las normas API y ASTM garantizarán a los usuarios el uso de instalaciones adecuadas para efectuar las entregas de petróleo a la Operadora, y realizar el mantenimiento y operación de las mismas, de conformidad con las normas de seguridad utilizadas en la Industria Petrolera, esto quiere decir que mediante el manejo óptimo de las normas antes mencionadas se determinará la calidad y el volumen de crudo entregado por las operadoras mediante los Sistemas de Oleoducto a Petroecuador.

Esta tesis ha sido desarrollada dentro de los campos de PETROPRODUCCIÓN; y cabe recalcar que su finalidad es determinar los resultados de la fiscalización diaria de petróleo crudo entregados a los Sistemas de Oleoducto.

Este trabajo está estructurado de cuatro capítulos, los cuales abarcan un amplio campo de estudio.

En el capítulo I se plantea el objetivo general y los específicos, la justificación de la tesis, la idea a defender, los métodos y técnicas de investigación.

En el capítulo II se procederá a detallar de manera general todos los equipos del sistema de medición (L A C T), así como también los tipos de probadores para la calibración de medidores, que se tienen en la planta.

En el capítulo III se realiza un estudio de la teoría de la fiscalización aplicada a la explotación de petróleo en nuestro país y descripción del campo Guanta, esto quiere decir que se define lo que es una fiscalización, procedimientos de la aplicación de las normas API, ASTM para fiscalización y calibración de equipos.

En el capítulo IV se establece las conclusiones y recomendaciones con respecto al tema de estudio.

## SUMMARY

For many years the companies inside the oil industry have seen the necessity to carry out an inspection of the raw petroleum taken place in the fields of our country. It is necessary to dictate new inherent dispositions to the transportation of raw petroleum for the Systems of Pipelines, as the SOTE, RODA whose operation is in charge of Petroecuador, in order to guarantee a good and permanent service to the users.

The appropriate interpretation of the norms API and ASTM guaranteed the use of appropriate facilities to make the deliveries of petroleum to the Operator, and to carry out the maintenance and operation of the same ones, of conformity with the norms of security used in the Oil Industry, this means that good handling of the norms before mentioned it was determined the quality and the volume of raw surrendered by the operators by means of the Systems of Pipeline to Petroecuador.

This thesis has been developed inside the fields of PETROPRODUCCIÓN; and it is necessary to emphasize that their purpose is to determine the results of the daily inspection of raw petroleum surrendered to the Systems of Pipeline.

This work is structured of four chapters, which involve a wide study field.

Chapter I, shows the general and specific objectives, the justification of the thesis, the idea to defend, the methods and technical of investigation.

Chapter II, will detail in a general way all the equipment of the mensuration system (LACT), as well as the types of fitting rooms for the calibration of meters that the plant have.

Chapter III, contain a study of the theory of the inspection applied to the exploitation of petroleum in our country and a description of the Guanta field, defined what an inspection, is procedures of applications of norms API, ASTM for inspection and calibration of equipment.

Chapter IV, are set conclusions and recommendations with regard the study topic.

# **CAPÍTULO I**

## **1. INTRODUCCIÓN**

La fiscalización de hidrocarburos en nuestro país mediante la aplicación de los procedimientos de las normas API, ASTM demanda atención y arduo estudio con el fin de minimizar las pérdidas, lograr la satisfacción de los clientes y generar valor en un marco de mejoramiento continuo.

Todas nuestras políticas de medición están enmarcadas en la estandarización, económica de escalas y la divulgación e implementación de mejores prácticas.

### **1.1. OBJETIVO GENERAL**

Demostrar la aplicación de las normas ASTM y normas API, según su procedimiento para determinar calidad y cantidad de petróleo fiscalizado en el centro de medición de la estación Guanta.

## **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Analizar las muestras a través de los procedimientos empleados para pruebas de laboratorio.
- Evaluar la metodología aplicada, para que la aplicación de las normas sea la correcta, para que no afecte a la precisión de la medición y control.
- Determinar los procedimientos para la aplicación de las normas ASTM.

## **1.3. JUSTIFICACIÓN**

- Aplicación de las normas, en el cumplimiento legal
- Equipos necesarios para medición de la calidad y cantidad de petróleo, de acuerdo a lo estipulado en los procesos de transferencia de custodia.
- Aplicación de reglamentos y normativos vigentes por la DNH., como ente de control.

## **1.4. IDEA A DEFENDER**

Se establecerá que mediante la aplicación de las normas API, ASTM a los sistemas de medición se disminuirá la incertidumbre en el proceso de medición, además de minimizar diferenciales.

## **1.5. VARIABLES**

### **1.5.1. VARIABLES DEPENDIENTE**

- Estudio del número de equipos en los laboratorios.

- Número de muestras utilizadas.
- Reactivos utilizados para los procesos de medición.

### **1.5.2. VARIABLE INDEPENDIENTE**

- Área de influencia de la fiscalización.
- Facilidades de producción existentes
- Medidores, tanques, equipo de laboratorio.
- Herramientas y equipos adicionales

### **1.6. METODOLOGÍA DE ESTUDIO**

- Emplear los sistemas para determinar las conclusiones y recomendaciones.

#### **1.6.1. DISEÑO O TIPO DE INVESTIGACIÓN**

En la elaboración del trabajo operacional de la medición y fiscalización de la producción de agua y sedimentos, se ha considerado la utilización de los equipos de una manera correcta y factible para minimizar errores en la medición.

Con la observación de los errores al utilizar las normas ASTM y normas API, se podrá llegar a conclusiones de cómo verdaderamente se están aplicando las normas al momento de la medición y calibración de los equipos, el método empírico de la observación con la finalidad de que este trabajo-teórico, práctico sea realizado con eficiencia y eficacia para la obtención de resultados favorables y beneficiosos.

## **1.6.2. MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN A EMPLEARSE**

En el presente trabajo se utilizará los siguientes métodos:

### **1.6.2.1. Método General:**

- Método deductivo

### **1.6.2.2. Método Específico:**

- Experimental

### **1.6.2.3. Modalidad:**

- Descriptiva

### **1.6.2.4. Técnicas:**

- Curso y visitas al campo

### **1.6.2.5. Instrumentos:**

- Herramientas
- Libros
- Manuales
- Internet

## **1.7. TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN**

Las técnicas a utilizarse en el presente trabajo investigativo son:



### **1.7.1. VISITA A LA ESTACIÓN GUANTA**

La visita a la estación tiene la finalidad, de conocer el proceso de producción, todos los equipos utilizados en el punto de medición y su descripción, así también las pruebas de laboratorio que se realizan en el campo.

### **1.7.2. REVISIÓN DE LITERATURA ESPECIALIZADA**

Se utilizará información sobre las operaciones que se realizan en las estaciones operadas por petroproducción, así como también información de las operaciones en los diferentes campos en las empresas privadas y en la Empresa Estatal Petroecuador; por otro lado se recopilará información a través de revistas, catálogos, manuales de operaciones, y también realizaré trabajo de campo mediante pasantía para obtener información adicional.

### **1.7.3. CHARLAS TÉCNICAS**

Se aprovecharán los conocimientos adquiridos en las conferencias realizadas por técnicos, tanto dentro de la universidad como fuera de la misma.

## **CAPÍTULO II**

### **2. MARCO TEÓRICO**

A continuación se menciona los distintos conceptos en lo que se refiere al Campo Guanta.

#### **2.1. FISCALIZACIÓN DEL CRUDO PRODUCIDO EN EL CAMPO GUANTA Y DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE MEDICIÓN**

#### **2.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GUANTA Y SU DESCRIPCIÓN**

La Empresa Estatal **PETROPRODUCCIÓN** en el Distrito Amazónico de Lago Agrio, se encuentra ubicada en Lago Agrio Cantón de la Provincia de Sucumbíos, dentro del Distrito Amazónico tenemos el campo **GUANTA**, que es operado por **PETROPRODUCCIÓN**, el campo Guanta esta situado aproximadamente a 24 Km. de Lago Agrio con dirección norte sus coordenadas son las siguientes:

- 9'998757,35 al norte
- 303442,48 al sur
- Altitud : 272.53

**TABLA N° 1**

**COORDENADAS DE LA ESTACIÓN GUANTA**

DPTO: ING CIVIL

CUADRO DE COORDENADAS G. P. S. DE FACILIDADES (PSAD-56)

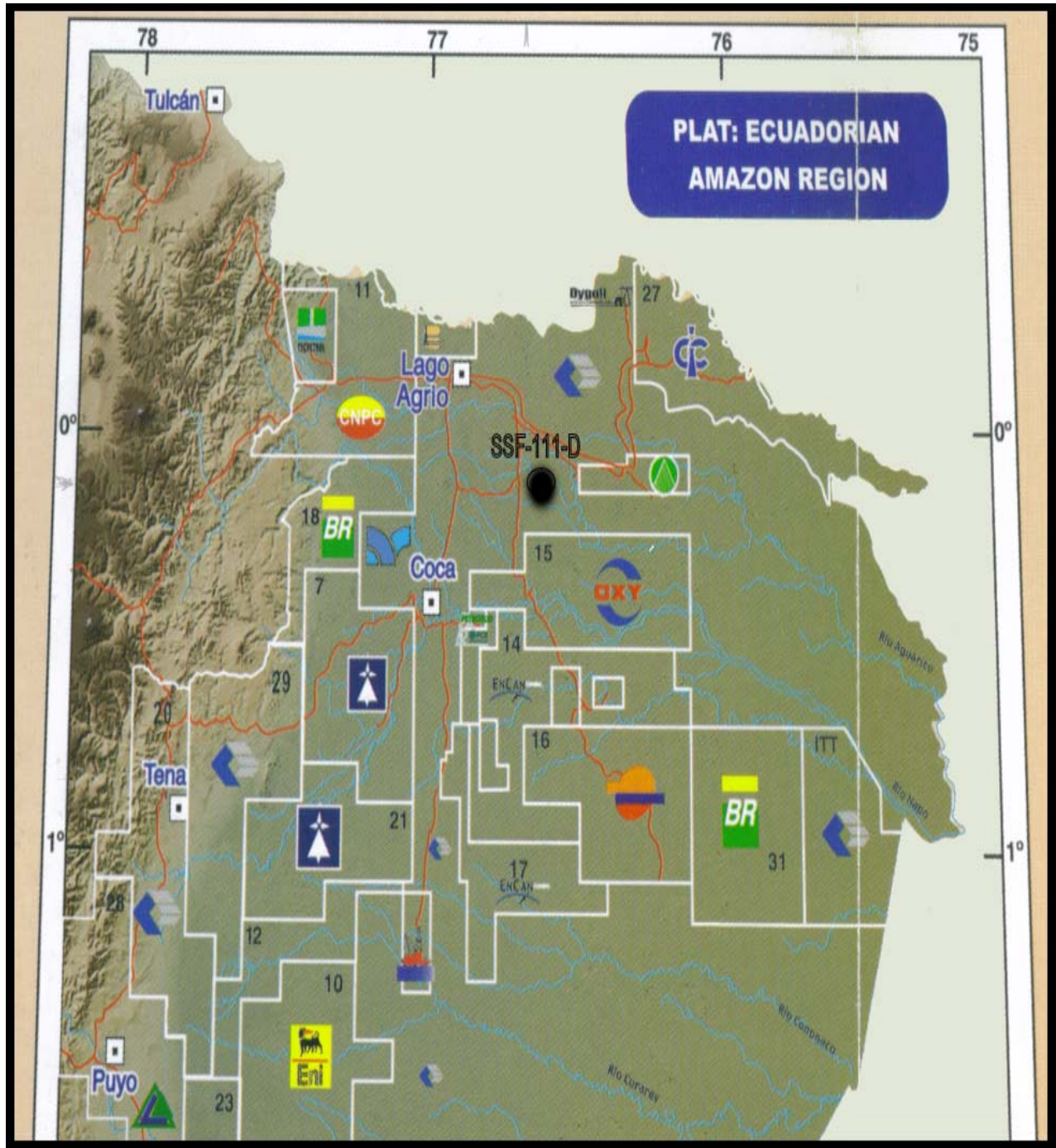
AREAS	FACILIDADES DE PRODUCCION	GEOGRAFICAS				UTM .		COTAS				
		LATITUD		LONGITUD		NORTE	ESTE	SUELO				
Guanta	Guanta Estacion	0°	0'	40.454"	S	76°	45'	57.822"	W	9,998,757.350	303,442.480	272.531

Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

FIGURA N° 1

MAPA DE UBICACIÓN DE LOS CAMPOS PETROLEROS

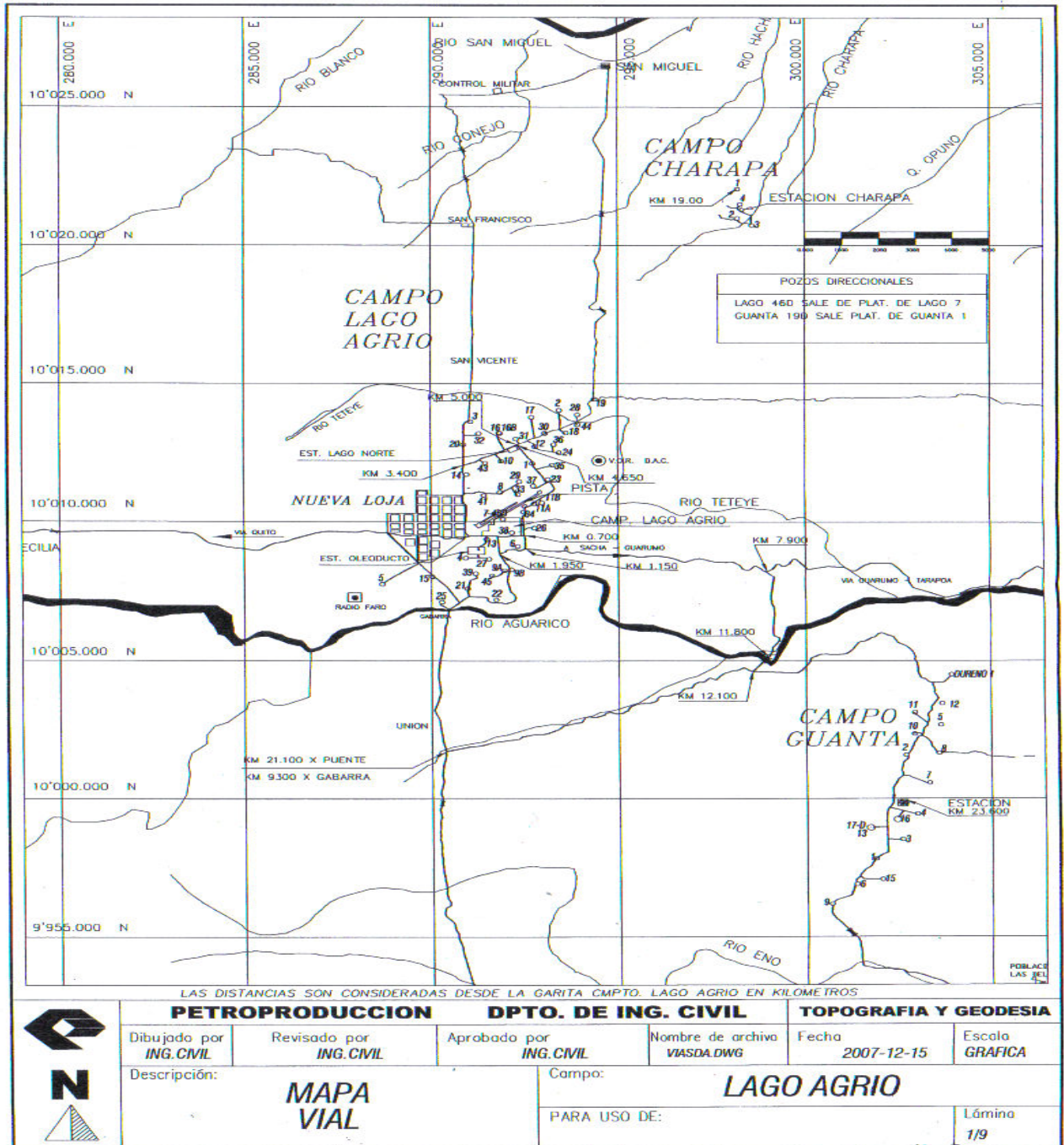


Fuente: Ecuadorian Energy Directory

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

FIGURA N° 2

MAPA DE UBICACIÓN DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN GUANTA

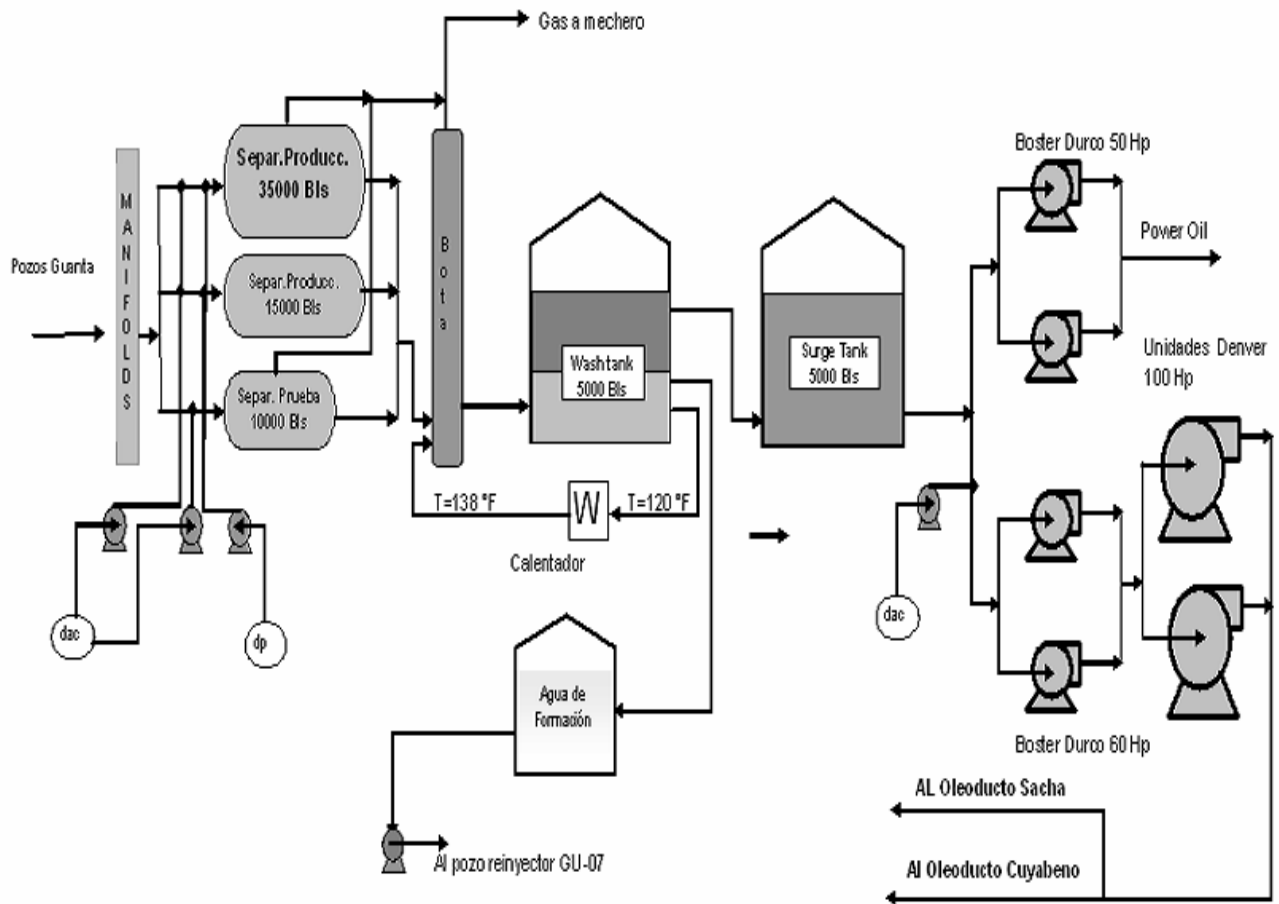


Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez

FIGURA N° 3

CENTRO DE MEDICIÓN P&DI GENERAL DEL CAMPO GUANTA

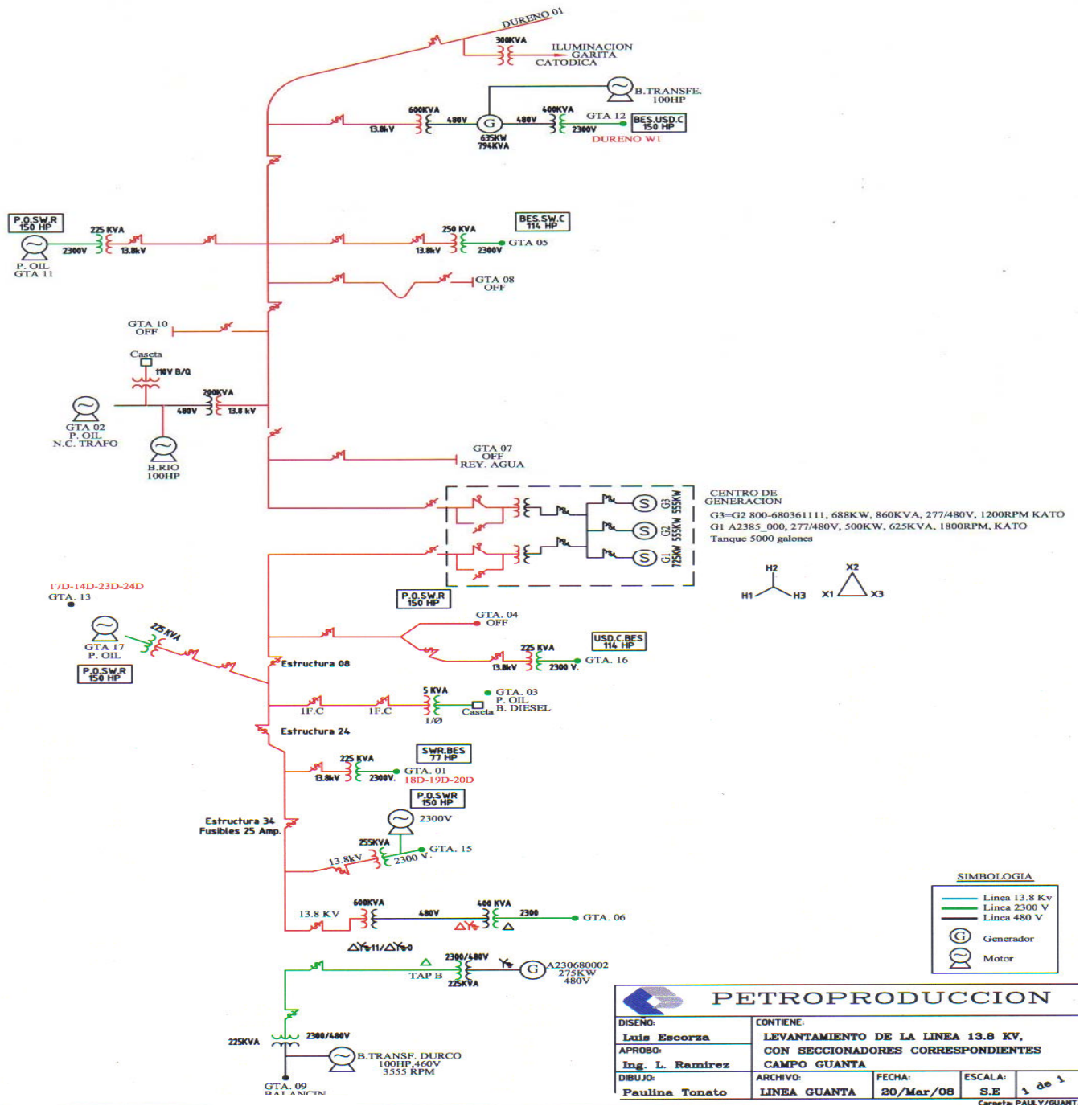


Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

# FIGURA N° 4

## MAPA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN GUANTA



Fuente: PETROPRODUCCIÓN  
 Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### **2.3. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN LACT UBICADO EN EL CAMPO GUANTA.**

La estación de producción Guanta se encuentra conformada por los siguientes componentes en el sistema de medición LACT :

- Bomba
- Monitor de BS&W
- Filtro
- Válvula de Derivación
- Sistema de calidad SAMPLER
  - \* Muestreador
  - \* Acumulador
  - \* Bomba
  - \* Motor
- Medidor
- Válvula de doble sello y purga
- Válvula de contrapresión
- Líneas de conexión a las tomas para calibrar medidores

El fluido proveniente de los pozos productores contienen: crudo, agua y gas, los cuales ingresan a la planta para su debido tratamiento a través del manifold, continua hacia el área de separadores y tanques, y una vez que se obtiene crudo bajo especificaciones se lo envía al sistema de medición ACT, para ser transferido hacia los tanques del SOTE.



### 2.3.1. BOMBA

Para conducir el petróleo del tanque a través de la unidad y finalmente hacia el oleoducto. Puede ser centrífuga o de desplazamiento positivo, siendo más comunes las primeras, debido a que vibran menos y logran un flujo más uniforme para la prueba del medidor. Su operación se lleva a cabo desde el Tablero de Control, pueden programarse su encendido y apagado automático después de un volumen determinado de fluido desplazado o puede hacerse manualmente.

**FIGURA N° 5 BOMBA**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### 2.3.2. MONITOR DE BS&W

Dispositivo de control que interpreta las señales de la sonda y envía señales a la válvula de derivación. Cuando el BS&W es mayor que lo permitido o programado, el monitor interrumpe la entrega y automáticamente dirige el flujo de petróleo a la planta purificadora.

**FIGURA N° 6 MONITOR DE BS&W**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### 2.3.3. FILTRO

Elimina partículas sólidas tales como costras de la tubería, esquirlas de soldadura, arena, etc., las cuales pueden causar muestreos y aforos inexactos. Cuando se trabaja con bombas centrífugas, el filtro se instala aguas abajo de ellas.

**FIGURA N° 7 FILTRO**



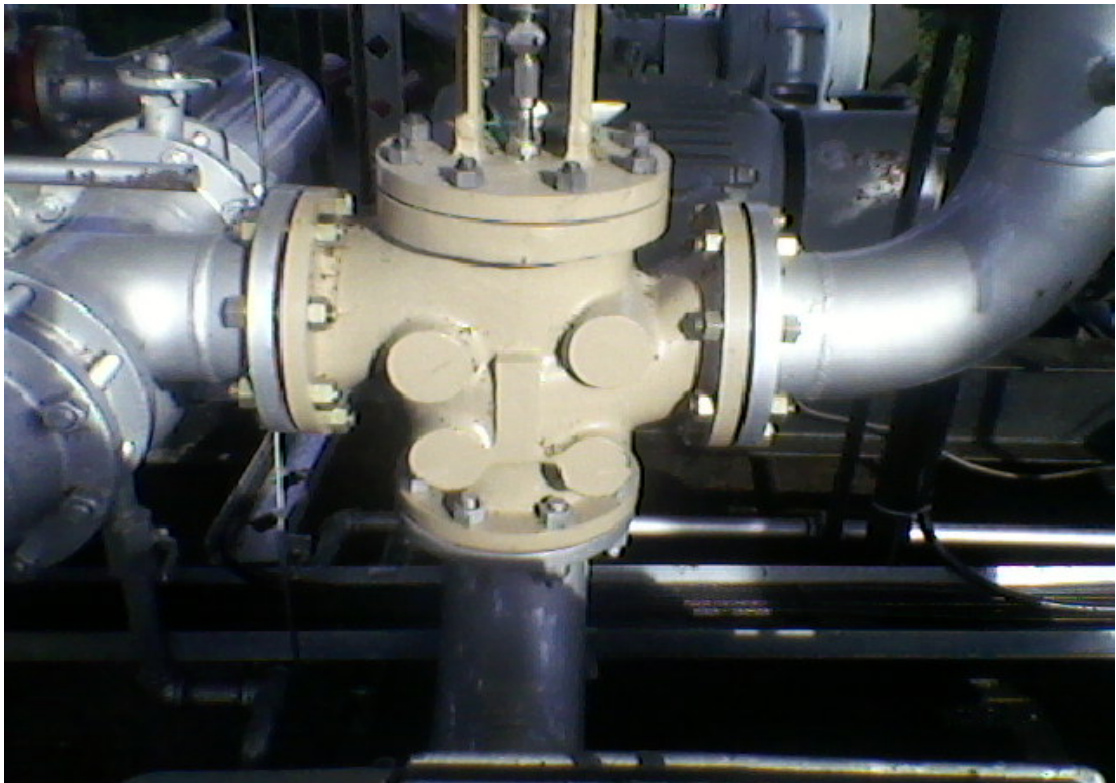
Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

#### **2.3.4. VÁLVULA DE DERIVACIÓN**

Es una válvula de 3 vías que permite el paso del fluido hacia el sistema de tratamiento o hacia el medidor. Opera de acuerdo a las señales recibidas desde el monitor. La operación de desvío de fluido hacia el tratamiento en caso de que no cumpla los requerimientos programados, se programa con un retraso de 30 segundos para que una pequeña cantidad de sedimentos básicos y agua no active la válvula. Una vez que BS&W vuelva a los valores permitidos, la válvula cambia automáticamente el flujo hacia el medidor para su distribución.

**FIGURA N° 8 VÁLVULA**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### **2.3.5. SISTEMA DE CALIDAD SAMPLER**

Recolector automático de muestras de crudo durante todo el intervalo de bombeo, consta de los siguientes componentes:

**FIGURA N° 9 RECOLECTOR AUTOMÁTICO**



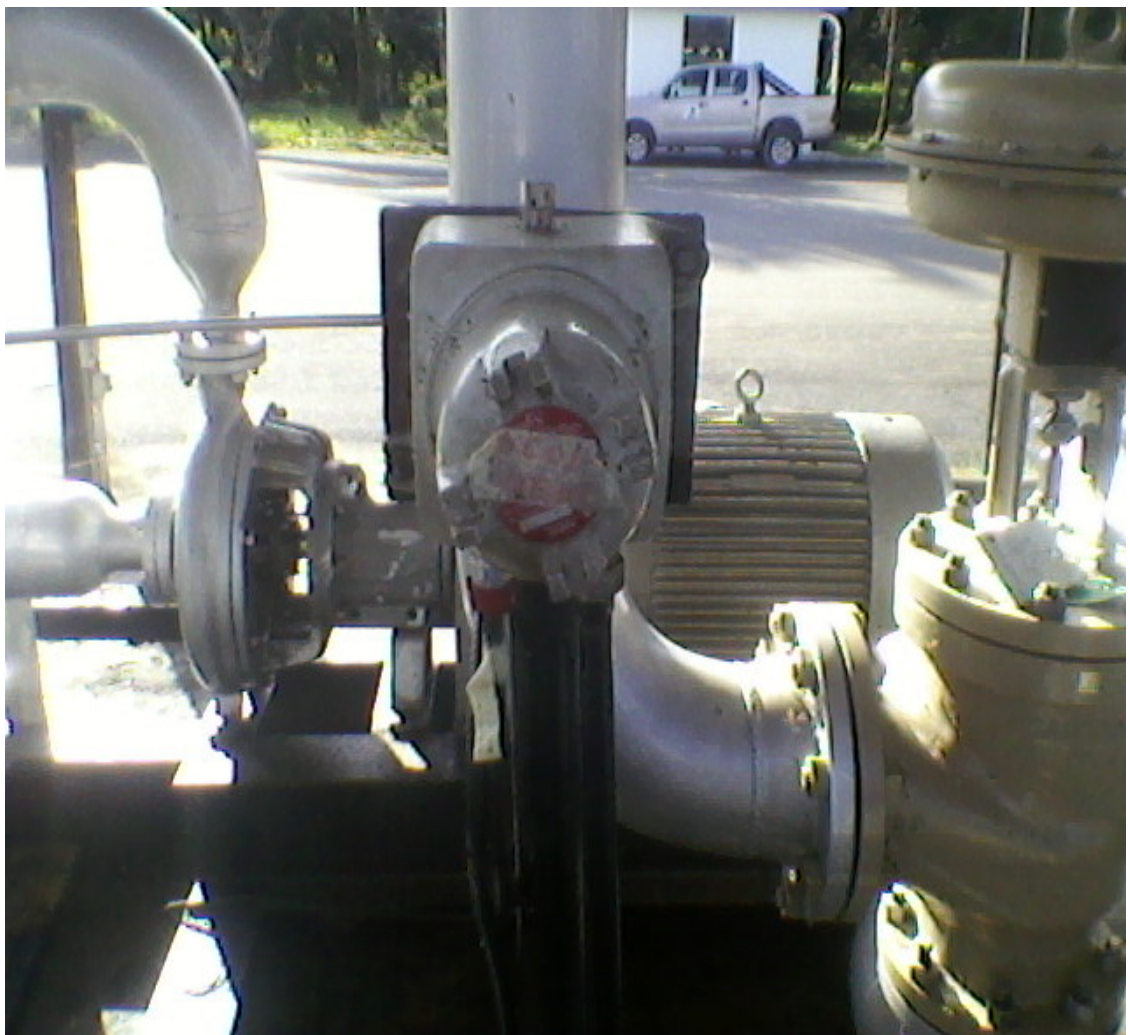
Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### 2.3.5.1. MUESTREADOR

Toma muestras del petróleo que está siendo bombeado mediante una sonda que es un dispositivo que se lo puede calibrar para que actúe a intervalos de tiempo determinados.

**FIGURA N° 10 MUESTREADOR**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### 2.3.5.2. ACUMULADOR

Colecta y almacena las muestras tomadas por la sonda para luego ser analizadas en laboratorio y verificar que los parámetros resultantes se encuentren bajo especificaciones requeridas.

**FIGURA N° 11 ACUMULADOR**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez. P.

### 2.3.5.3. BOMBA

Sirve para recircular y homogenizar la muestra que se encuentra en el acumulador y luego para su respectivo drenado.

**FIGURA N° 12 BOMBA**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vázquez. P.



#### 2.3.5.4. MOTOR

Es la fuente de energía para el accionar de la bomba.

**FIGURA N° 13 MOTOR**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### 2.3.6. MEDIDOR

Dispositivo de buena exactitud y repetibilidad que mide el volumen de petróleo que se está transfiriendo.

**FIGURA N° 14 MEDIDOR**



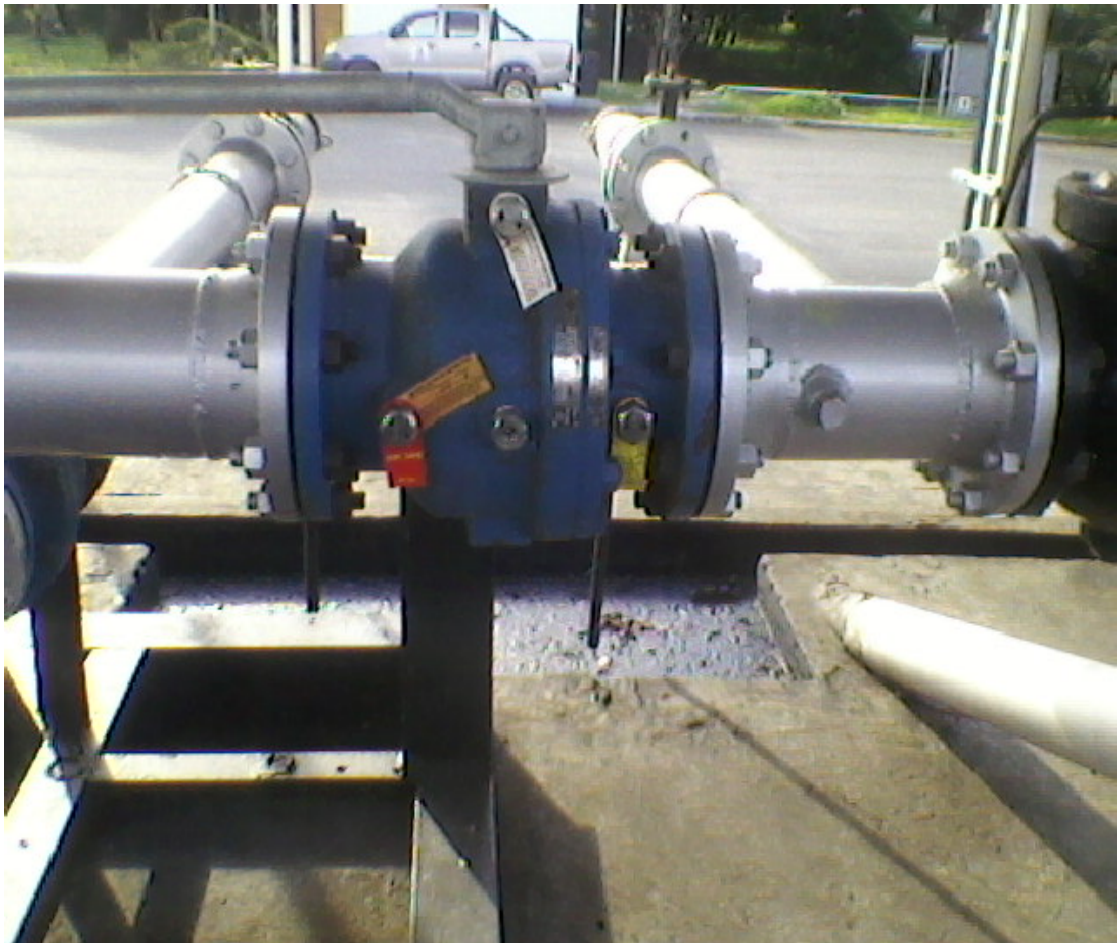
Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### **2.3.7. VÁLVULA DE BLOQUEO Y PURGA**

Las válvulas de bloqueo y purga se utilizan cuando es necesario saber que no existe pase a través de una válvula cerrada. La válvula cierra tanto la entrada como la salida de la misma. La cavidad entre la entrada y la salida se puede drenar para verificar que no hay fluido pasando de un lado al otro.

**FIGURA N° 15 VÁLVULA DE BLOQUEO Y PURGA**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### **2.3.8. VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN**

Las válvulas de contrapresión son instaladas después del medidor y conectadas al probador para mantener una contra-presión sobre el líquido en el medidor y el sistema del probador.

Cuando el probador es puesto en línea o sacado de línea o cuando el nivel del tanque que alimenta la bomba de carga cambia, se experimenta n cambio en rata de flujo. Para compensar esto, se utiliza una válvula de contra-presión para mantener una rata de flujo constante.

**FIGURA N° 16 VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### **2.3.9. TOMAS DE CONEXIÓN PARA CALIBRAR MEDIDORES**

Todas las configuraciones de Unidades LACT, incluyen conexiones para probador. Estas conexiones aguas arriba y aguas abajo de la válvula de doble bloqueo y purga, la cual esta localizada en aguas abajo del medidor se utiliza para desviar el flujo probador. Estas válvulas pueden ser de paso completo o paso reducido. Se debe tener cuidado de no causar una alta caída de presión cuando el flujo esta desviándose al probador.

**FIGURA N° 17 TOMAS**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

## **2.4. DESCRIPCIÓN DE LOS DOS TIPOS DE PROBADORES QUE SE TIENEN EN PETROPRODUCCIÓN**

La función del probador es verificar el volumen medido por cada uno de los medidores que conforman un sistema de medición dinámico, realizando una comparación sencilla entre el volumen del medidor y el volumen certificado del probador.

Existen varios tipos de probadores según su principio de funcionamiento:

- Probador convencional de tubería o probadores de desplazamiento mecánico
- Probadores de volumen pequeño (serafín)
- Probadores volumétricos o tanques
- Medidores maestros

Siendo los más importantes y de los cuales se detallará su información a continuación.

- Probador convencional de tubería o probadores de desplazamiento mecánico
- Medidores maestros

### **2.4.1. PROBADOR CONVENCIONAL DE TUBERÍA O PROBADOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO**

Los probadores convencionales para líquidos, consisten de tres diseños básicos siendo el más importante el primero. Estos son los siguientes:

- A) Bidireccional de esfera
- B) Unidireccional de esfera
- C) Unidireccional de pistón

### 2.4.1.1. BIDIRECCIONAL DE ESFERA

En la siguiente figura se muestra el probador bidireccional.

**FIGURA N° 18 BIDIRECCIONAL DE ESFERA**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P

## **CALIBRACIÓN**

Los probadores bidireccionales de esfera se deben calibrar cada cinco años para ser usados en la calibración de medidores dinámicos.

## **OPERACIÓN**

- Los probadores bidireccionales consisten en una válvula de cuatro (4) vías, dos (2) cámaras de lanzamiento, tuberías de carrera previa, sección de volumen calibrado, dos (2) switches detectores de la esfera y algunos elementos adicionales
- La válvula de cuatro vías selecciona la dirección del flujo, el líquido que pasa a través del medidor y luego pasa por el probador.
- Las cámaras de lanzamiento envían la esfera en la corrida de prueba, como también desaceleran la misma al llegar a ellas.
- La tubería de carrera previa permite suficiente tiempo a la válvula de cuatro (4) vías para hacer el completo sello antes que la esfera actúe los switches, esto asegura que el fluido registrado por el medidor, este siendo desviado por el probador.
- La sección de volumen calibrada en el probador es la comprendida entre los switches detectores y se compara con el volumen registrado en el medidor



#### **2.4.1.2. UNIDIRECCIONAL DE ESFERA**

A continuación se describen la calibración y operación del probador unidireccional de esfera.

##### **CALIBRACIÓN**

Los probadores unidireccionales de esfera se deben calibrar cada 5 años para poder ser usados en la calibración de medidores dinámicos.

##### **OPERACIÓN**

- Este tipo de probador opera de forma similar al Bidireccional y los cálculos de velocidad, longitud de carrera previa, sección de tubería de volumen calibrado, son los mismos.
- Su principal característica es que la parte de tubería con volumen calibrado (entre switches) es un tramo recto lo cual asegura que el fluido registrado por el medidor este siendo desviado a través del probador.

#### **2.4.1.3. UNIDIRECCIONAL DE PISTÓN**

A continuación se describen la calibración y operación del probador unidireccional de pistón.

##### **CALIBRACIÓN**

Los probadores unidireccionales de pistón se deben calibrar cada tres años si es dinámico y cada dos años si es portátil compacto; para poder usado en la calibración de medidores dinámicos.

## **OPERACIÓN**

- Este tipo de probador opera en forma similar al unidireccional de esfera y los cálculos de velocidad, longitud carrera previa, sección de tubería de volumen calibrado son las mismas.
- La parte de tubería con volumen calibrado, es un tramo recto debido a que el pistón no tiene facilidad, que si tiene la esfera para desplazarse por tuberías curvas de acuerdo a su rigidez, por lo tanto, este tipo de probador ocupa más espacio que el de esfera y necesita dos cheques adicionales para poder invertir la dirección del pistón.
- Necesita de tramos de tubería mucho más largos para acoplar la válvula de cuatro (4) vías. Estos tramos deben ser rectos para así asegurarse que el fluido registrado por el medidor, este siendo desviado a través del probador.

## 2.4.2. PROBADORES MAESTROS

Cuando un medidor es seleccionado como referencia para medir y evaluar otro medidor, este medidor es llamado maestro y la comparación de las dos lecturas de los medidores es el método de prueba llamado medidor maestro, también llamado indirecto.

**FIGURA N° 19 MEDIDOR MAESTRO**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

## **CALIBRACIÓN**

Los medidores maestros deben ser calibrados con agua como líquido de calibración cada tres meses.

## **OPERACIÓN**

- El medidor maestro puede ser una turbina o un medidor de Desplazamiento Positivo (DP).
- El factor del medidor maestro debe ser establecido por un mismo líquido y a la misma rata de flujo y a la misma presión en el sistema.
- Tanto el medidor a evaluar como el medidor maestro deben estar equipados con registradores de flujo o contadores de pulso, de tal forma que estos sean inicializados y para dos al mismo tiempo en forma eléctrica.
- Al igual que los probadores convencionales, el medidor maestro debe ser acoplado en serie, asegurándose que todo el flujo que pasa por el medidor a evaluar pase también por el medidor maestro.

## **2.5. CONSIDERACIONES PARA DETERMINAR LA FRECUENCIA DE CALIBRACIÓN DE LOS PROBADORES**

Típicamente el volumen básico de un probador es originalmente certificado en las instalaciones del fabricante por el método del drenado de agua, en presencia del comprador y de otras partes interesadas.

Los volúmenes de los probadores pueden cambiar con resultado de desgaste o falla de los switches detectores, reducción del espesor de la pintura interna o por pérdida del

material interno debido a oxidación, abrasión o acumulación de materiales extraños como parafina.

Existen seis (6) consideraciones que determinan que tan frecuente se debe recalibrar un probador los cuales son los siguientes:

- 1) Uso
- 2) Tiempo
- 3) Historia de calibración
- 4) Costo beneficio de la calibración
- 5) Requerimientos contractuales
- 6) Valor de los líquidos medidos

## **2.6. RECOMENDACIONES POR LA API, MPMS PARA EL MANEJO DE PROBADORES**

Las normas que a continuación se describen nos dan su alcance para la recomendación de los equipos de los probadores.

### **2.6.1. NORMA API, MPMS 4.2.4.6**

ALCANCE:

Todas las válvulas utilizadas para los sistemas de probadores deben ser de doble sello y purga, para proveer facilidad en la verificación externa del sello.

### **2.6.2. NORMA API, MOMA 4.2.4.8**

#### **ALCANCE:**

Se sugiere utilizar switches tipo electromecánico actuado, switches de proximidad electrónico y/o switches de inducción de contacto para proporcionar repetibilidad satisfactoria. La repetibilidad con el que el detector en un probador puede señalar la posición del desplazador es uno de los factores gobernantes, por que determina la longitud.

### **2.6.3. NORMA API, MPMS 4.2.10.1**

#### **ALCANCE:**

Se deben colocar sellos de control con el fin de prevenir, que personas no autorizadas destapen o desconecten los equipos que intervienen en el sistema de medición.

## **CAPÍTULO III**

### **3. PROCEDIMIENTOS, METODOLOGÍA Y DEFINICIONES**

Aquí se describe los procedimientos, metodología y algunas definiciones generales.

#### **3.1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (ACUERDO MINISTERIAL No. 014)**

Considerando:

Que los artículos 244, numeral 7 y 247 de la Constitución Política de la República del Ecuador dispone que es deber del Estado Ecuatoriano explotar racionalmente sus recursos naturales no renovables, en función de los intereses nacionales, de manera directa o con la participación del sector privado;

Que mediante Acuerdo Ministerial No. 389 del 28 de febrero de 1990, publicado en el Registro Oficial No. 387 del 2 de marzo de 1990, esta Secretaría de Estado emitió las disposiciones para el transporte del petróleo crudo producido en los campos de la Región Amazónica, a través del sistema de Oleoductos Transecuatoriano Lago Agrio-Esmeraldas, SOTE;

Que con Decreto Ejecutivo No. 2954, publicado en el Registro Oficial No. 639 del 13 de agosto del 2002, se derogó el Acuerdo Ministerial No. 389, mencionado;

Que es necesario dictar nuevas disposiciones inherentes al transporte de petróleo crudo por los sistemas de oleoductos, como el SOTE, RODA cuya operación se encuentra a

cargo de PETROECUADOR, a fin de garantizar un óptimo y permanente servicio a los usuarios;

Que se debe establecer las normas respectivas que regulan esta fase de la actividad hidrocarburífera, dada la diferencia de calidad del petróleo crudo, procedente de los campos de la Región Amazónica Ecuatoriana, así como, el grado de complejidad que demanda el transporte de este recurso natural a través de los sistemas de oleoductos, Oleoducto Transecutoriano y la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico;

Que los artículos 6 y 9 de la Ley de Hidrocarburos establecen que al Ministerio del ramo le corresponde la formulación, ejecución de la política de hidrocarburos y la aplicación de la citada ley, para lo cual esta facultado para dictar los reglamentos y disposiciones que se requieran;

Que el artículo 10 del Reglamento Sustantivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas establece que en las operaciones hidrocarburíferas, se debe aplicar entre otras normas, las de Manual of Petroleum Measurement Standards;

Que la Dirección Nacional de Hidrocarburos mediante memorando No. 1558 DNH-TA 0709 del 8 de octubre del 2003 somete a constitución de la Dirección de Procuraduría Ministerial el Reglamento para el transporte de petróleo crudo.

Abreviaturas:

- **API** : Instituto Americano de Petróleo (American Petroleum Instituto).
- **ASTM** : Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials)
- **BLS** : Bariels



- **BS&W** : Sedimentos y el agua suspendidos en el petróleo crudo (Base, Sediment and Water).
- **MPMS**: Edición más reciente del Manual de Normas para Medición de Petróleo publicada por el API (Manual of Petroleum Measurement Standards).
- **OTA** : Oleoducto Transandino.
- **RODA** : Red de Oleoductos del Distrito Amazónico, operado por PETROECUADOR a través de PETROPRODUCCIÓN.
- **SOTE** : Sistema de Oleoducto Transecuatoriano. Su punto inicial es la unidad ACT de la Estación Lago Agrio y su punto final es el conjunto de conexiones de las dos líneas flotantes en las monoboyas de amarre del Terminal Marítimo de Balao, incluye además las instalaciones principales de almacenamiento existentes en la estación de bombeo de Lago Agrio.

### 3.2. DEFINICIÓN Y GENERALIDADES

- **Organismo de control y fiscalización :**

La Dirección Nacional de Hidrocarburos DNH, es el organismo Técnico – administrativo del Ministerio de Energía y Minas que controlará y fiscalizará las Operaciones Hidrocarburíferas, conforme lo dispone el Art. 11 de la Ley de Hidrocarburos y mas disposiciones legales y reglamentarias pertinentes.

- **Red de Oleoductos Distrito Amazónico (RODA) :**

Son los Oleoductos existentes y futuros de propiedad de PETROPRODUCCIÓN, utilizados para transportar la producción de petróleo de sus campos, así como el petróleo de las empresas privadas que lo soliciten (en

caso de existir capacidad) hacia las cabeceras de oleoductos principales o refinerías.

▪ **Tarifas de transporte :**

Los Usuarios de la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico utilizarán las facilidades de almacenamiento y transporte de PETROPRODUCCIÓN, sujetos al pago de las correspondientes tarifas fijadas en el Acuerdo Ministerial 051 expedido el 7 de junio del 2000.

▪ **Puntos iniciales de fiscalización :**

Son los lugares acordados por las compañías y PETROPRODUCCIÓN y aprobados por la fiscalizadora, para la entrega recepción o cambios de custodia del petróleo crudo a ser transportado por la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico y para la ubicación de los bancos de medidores que permitan conocer su calidad y cantidad de medidas estándar, información que será registrada en boletas y oficializado por la fiscalizadora, representante de la operadora de los Oleoductos Secundarios y de la Compañía dueña del petróleo.

• **Punto final de entrega :**

Son las cabeceras de los oleoductos principales y/o Refinerías u otros lugares dispuestos por el o los propietarios del petróleo transportado, en donde se entregue a través de un banco de medidores, el petróleo crudo proveniente de los campos, en el que se registran los mismos parámetros e información obtenidos en los Puntos Iniciales de Fiscalización. Este punto significa el fin de custodia para operadora.

- **Petróleo crudo Fiscalizado :**

Es el volumen y calidad de petróleo crudo registrado en los medidores ACT o LACT corregido por el correspondiente factor de calibración y/o fiscalizado por las partes. (SUPERVISOR DE PETROPRODUCCIÓN – DELEGADO DE LA DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS – DELEGADO DE LA COMPAÑÍA PRODUCTORA).

- **Fiscalizador :**

Es la Dirección Nacional de Hidrocarburos a través de su representante, que tiene la facultad de fiscalizar y hacer cumplir las partes las disposiciones legales y/o reglamentos existentes para el normal cumplimiento de lo acordado.

- **Supervisor :**

Es el delegado de la Gerencia de **PETROPRODUCCIÓN** ante la Cía. Productora, quien actuará en forma coordinada con la Sección Oleoductos D.A.(Unidad Administradora de la **RODA**), y tiene la facultad de participar en la fiscalización, verificar y controlar las operaciones de transporte de crudo por la **RODA**, controlar el normal funcionamiento de las estaciones de bombeo, almacenamiento y Centros de Fiscalización, además de abalar los registros diarios y mensuales del crudo fiscalizado.

- **Sección oleoductos D.A. :**

Es la Unidad establecida por la gerencia de **PETROPRODUCCIÓN** para que realice la administración y control de la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico **RODA**, en coordinación con el Departamento de Producción D.A.

- **Cía. Productora :**

Son las empresas petroleras que utilicen los servicios de la **RODA**, para el transporte de su petróleo crudo, desde su punto de entrega (punto de fiscalización) hasta la recepción en la cabecera del **SOTE** y/o refinerías.

- **Volúmenes de llenado de los Oleoductos :**

Es el volumen de petróleo requerido para empaquetar las líneas de los Oleoductos pertenecientes a la **RODA**. En caso de que la Roda sea ampliada el volumen de llenado de este tramo corresponderá al usuario de acuerdo a participación porcentual fijada por la Operadora y certificado por la Fiscalización.

- **Diluyente :**

Es el petróleo de alto grado **API**, usado para mezclar con el crudo de bajo grado **API**, a fin de facilitar el transporte por los oleoductos.

- **Pérdidas o ganancias de petróleo:**

Son las diferencias del petróleo crudo causados por la operación de los Oleoductos que componen la **RODA**, el cual se determina de acuerdo a los balances mensuales y anuales que realizará la Sección de Oleoductos D.A.

### **3.3. PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN DIARIA**

A continuación se indica el procedimiento de la liquidación de petróleo.

#### **3.3.1. APLICACIÓN**

Procedimientos de supervisión y flujo de información:

Para la fiscalización del petróleo en medidores, el supervisor de PETROPRODUCCIÓN, el fiscalizador de la DNH en presencia del Usuario, realizará los siguientes operativos:

- En los medidores de fiscalización, en presencia de los representantes de la Operadora, Fiscalizadora y la Usuaría dueña del crudo, se cambiará las “Boletas impresas del bombeo del petróleo” diariamente.
  
- Antes del cambio, en el cambio y luego del cambio de las boletas los delegados señalados anteriormente cumplirán con los siguientes procedimientos:
  - \* Para retirar la boleta anterior del medidor, se bloqueará el flujo, se accionará la manivela para registrar la lectura final y se retirará la boleta a la vez que se introducirá la nueva boleta.
  
  - \* Legalización conjuntamente con sus firmas, la boleta retirada del medidor.
  
  - \* Del toma de muestras y/o sampler, se sacará diariamente el contenido total de petróleo muestreado durante las 24 horas del día, sobre la cual se determinará los siguientes parámetros: BSW,

API, Viscosidad, Gravedad específica y Temperatura y otras características solicitadas por autoridad competente, información requerida para los cálculos correspondientes.

- En la boleta retirada realizará los siguientes cálculos:
  - \* Obtener el volumen de petróleo contabilizado, restando de la lectura final, la lectura inicial; a la diferencia multiplicar por el factor de corrección del medidor para obtener los barriles brutos a 60 °F; si el medidor se tiene compensado de temperatura se deberá aplicar al volumen anterior el factor de corrección volumétrico (Tabla API 6A) ; finalmente el volumen bruto a 60 °F, se restará el volumen correspondiente al % de BSW y se obtendrá el volumen de petróleo neto a 60 °F contabilizados en el medidor. Completado estos cálculos la boleta será legalizada por los representante de la Fiscalización, Operadora y Usuaría dueña del crudo.
- Con la formación obtenida de las Boletas y Sampler, los delegados de cada una de las Empresas, llenará el Reporte Diario de Bombeo.
- El supervisor de PETROPRODUCCIÓN remitirá el reporte diario a la Superintendencia de Operaciones en Lago Agrio para que sea alimentado al sistema AS-400.

- Al final del mes se considerará un total bombeo, avalado por los representantes de la Fiscalizadora, Operadora y Cía. Productora.

El reporte mensual debidamente legalizado por las partes, será remitido por el Supervisor de PETROPRODUCCIÓN durante el primer día del mes siguiente, a la Sección Oleoductos en Lago Agrio, para revisión y elaboración del REPORTE DEL VALOR DEL SERVICIO, para lo cual realizará los cálculos de acuerdo a los porcentajes de participación del estado en cada una de las producciones fiscalizadas y la aplicación de las Tarifas de Transporte respectivamente y tramitar a Contraloría D.A. para que elabore la factura correspondiente.

### **3.3.2. TRANSFERENCIA DE CUSTODIA**

Es el hecho a través del cual se traslada a otra área o un tercero el deber del cuidado y la conservación del hidrocarburo, derivada de la entrega y recibido a terceros ya sea a título de tenencia o título de propiedad.

### **3.3.3. CALIBRACIÓN**

Conjunto de operaciones que establecen, en condiciones específicas, la relación entre los valores de magnitudes indicadas por un instrumento de medición o por un sistema de medición, o los valores representados por una medida materializada o por un material de referencia, y los valores correspondientes determinados por medio de los patrones.

### **3.3.4. CONCILIACIÓN**

De acuerdo a la cantidad de un producto en unidades volumétricas o máscas, entre dos partes de la cadena de suministros donde se espera que la cantidad entregada por una parte sea la cantidad recibida por la otra.

### **3.3.5. EQUIPO DE MEDICIÓN**

Instrumento de medición, software, patrón de medición, material de referencia o equipos auxiliares, o combinación de ellos, necesarios para llevar a cabo un proceso de medición.

### **3.3.6. LIQUIDACIÓN DE HIDROCARBUROS**

Es un procedimiento estándar normativo que emplea los datos de medición de cantidad y calidad (Gravedad específica, entre otras características fisicoquímicas) para obtener un Volumen Neto a condiciones Estándar (NSV) de cualquier producto y/o hidrocarburo.

Nota: no se debe separar la cantidad y calidad para efectos de emitir conceptos sobre liquidación de hidrocarburos.



### **3.3.7. PUNTO DE TRANSFERENCIA Y CUSTODIA**

Es el punto en el cual el proceso de transferencia de custodia se realiza formalmente.

El punto de transferencia de custodia es la ventanilla en donde el cajero entrega el dinero cuantificado (Cantidad HC) previamente, correspondiente con el valor del cheque (Tiquete) y es allí donde el cliente verifica la cantidad del dinero y la calidad de los billetes

(Calidad HC); si tiene alguna objeción por cantidad y calidad, realiza una reclamación inmediatamente a la vista del cajero.

### **3.4. JUSTIFICATIVOS PARA EL ESTUDIO DE LA FISCALIZACIÓN**

- **Centros de Fiscalización :**

Los Centros de Fiscalización para el control y medición de la transferencia de custodia de Hidrocarburos, deben estar dotados de equipos con tecnología de punta, que ofrezcan la medición global más precisa para ese servicio, a fin de que las partes no sean perjudicadas por probables imprecisiones. De acuerdo a recomendaciones de fabricantes de equipos de medición, “Cuando se evalúan los ahorros de costo en contraposición con el costo provocado por posibles imprecisiones normalmente se descubre que el sistema de medición más preciso es a la larga el más económico.

Por ejemplo: A 300.000,00 BPD (12.500,00 BHP) con un valor del petróleo medido a 24 dólares por Barril y una imprecisión del 0.02 % significa 525.600,00 dólares de diferencia por año”. Por lo tanto, los delegados de la DNH

y PETROPRODUCCIÓN, exigirán el fiel cumplimiento de las normas, procedimientos e instrucciones dadas por los fabricantes de las unidades de medición instalados en cada Centro de Fiscalización, su calibración periódica y equipos utilizados para este fin. Los datos y cálculos del factor neto del medidor serán llenados en el formulario de “Calibración de Medidores”, diseñado para el efecto.

- Indicadores de presión y temperatura locales antes y después del medidor.
- Toma muestras manuales
- Probador bidireccional para la capacidad de trabajo. Con válvula de cuatro vías eléctrica y automática, sensores e indicadores de presión y temperatura, totalizador de señal.
- Stock mínimo de repuestos para un año.
- Medidor, cien por cien en stand-by.

### **3.5. JUSTIFICATIVOS TÉCNICOS**

- Ser un agente multiplicador dentro de su grupo de trabajo para generar un espacio de reflexión en la importancia de efectuar una medición correcta y exacta de los hidrocarburos en la industria del petróleo.
- Cumplimiento de las normas API – ASTM (American Petroleum Institute – American Society for Testing and Materials)
- Seleccionar, dimensionar e instrumentar un sistema de medición y lazo calibrador con turbinas de flujo y/o desplazamiento positivo, computador de flujo y válvulas motorizadas.

- Calcular manualmente las corridas de medidores para obtener el factor del medidor, teniendo muy en cuenta las variaciones de: presión, flujo, temperatura y gravedad específica, así se utilice el computador de flujo como herramienta para liquidación automática.
- Evaluar los factores del medidor calculados y establecer los límites de control estadístico mediante tendencias de control y bitácoras de acuerdo al Capítulo 13(es el control estadístico del factor) del API-ASTM.
- Sensibilizarse en el cumplimiento de los estándares nacionales e internacionales.
- Manejar y aplicar las tecnologías existentes y mejores prácticas observadas en la industria. Sugerir pautas para unificar los criterios.
- Implementar métodos de medición más confiables de cantidad y calidad, manteniendo dentro de las ventanas operativas los sistemas de medición de hidrocarburos (Crudo, Productos Refinados y GLP).
- Ayudar a minimizar inconsistencias o des balances volumétricos en los puntos de fiscalización y transferencia de custodia.

Las normas ASTM que a continuación se detallan, son las que se deben aplicar para determinar la calidad y el volumen de petróleo crudo producido en el campo Guanta, las cuales describen procedimientos manuales en campo y procedimientos en laboratorios, proporcionándonos los resultados necesarios mediante su correcta aplicación.

### **3.6. PROCEDIMIENTOS DE MEDICIÓN MEDIANTE LAS NORMAS ASTM Y SU APLICACIÓN**

En campos de petróleo, se lleva a cabo ciertas pruebas a los fluidos con el fin de verificar su calidad y realizar los controles pertinentes.

Para determinar la calidad del crudo específicamente, se requiere tomar muestras para llevarlas al laboratorio y analizarlas.

#### **3.6.1. NORMA ASTM D-4006 DETERMINACIÓN DE AGUA POR DESTILACIÓN**

##### **1. ALCANCE:**

Este método cubre la determinación de agua en petróleo por destilación.

##### **2. SUMARIO DEL MÉTODO DE ENSALLO:**

La muestra es calentada bajo condiciones de reflujo con un solvente inmisible en agua, el cual es co-destilado con el agua en la muestra. El solvente condensado y el agua son continuamente separados, y el agua es atrapada en la sección graduada de la trampa, y el solvente retorna al balón de destilación.

##### **3. EQUIPOS:**

- Balón para destilación de 1000 ml de fondo redondo.
- Trampa de agua con graduación de 0.05 ml.

- Un condensador marca Liebic
- Calentador

#### 4. REACTIVOS:

Xileno (Grado reactivo) Sulfato de sodio, actúa como dispersante entre el agua y el petróleo.

#### 5. PROCEDIMIENTO:

La cantidad de muestra debe ser seleccionada de acuerdo al contenido de agua esperado, tener cuidado de poner la muestra lentamente en el cilindro graduado, cuidadosamente ponga en la probeta por lo menos 200 ml de Xileno en 5 pasos de 40 ml remueva y drene toda la probeta totalmente para asegurar la completa transferencia de la muestra, aplique calor al balón para reducir el efecto de la ebullición se debe añadir núcleos de ebullición que normalmente son vidrio. Aplicar calor al balón el calor deberá ser aplicado suavemente durante las fases iniciales de la destilación aproximadamente durante 30 min a una hora.

El destilado deberá descargarse dentro de la trampa a una rata de 2 a 5 gotas por segundo continúe la destilación hasta que no sea visible el agua en ninguna parte del aparato y que el volumen permanezca constante en la trampa por lo menos 5 min.

Si es que hay acumulación de gotas de agua en el tubo interno del condensador lávelo con Xileno, después de lavar redestile por lo menos 5 min, el equipo debe estar apagado al menos 15 min antes de lavar para prevenir los saltos de muestra, cuando la limpieza de toda el agua ha sido completada déjela enfriar hasta 20 °C, lea el volumen de agua en la trampa. La trampa esta graduada en incrementos de 0.05 ml.

## 6. CÁLCULOS:

### ECUACIÓN N° 1 VOLUMEN

$$\text{VOLUMEN \%} = \frac{(A+B)}{C \times 100}$$

Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

Donde

A = Mililitros de agua en la trampa

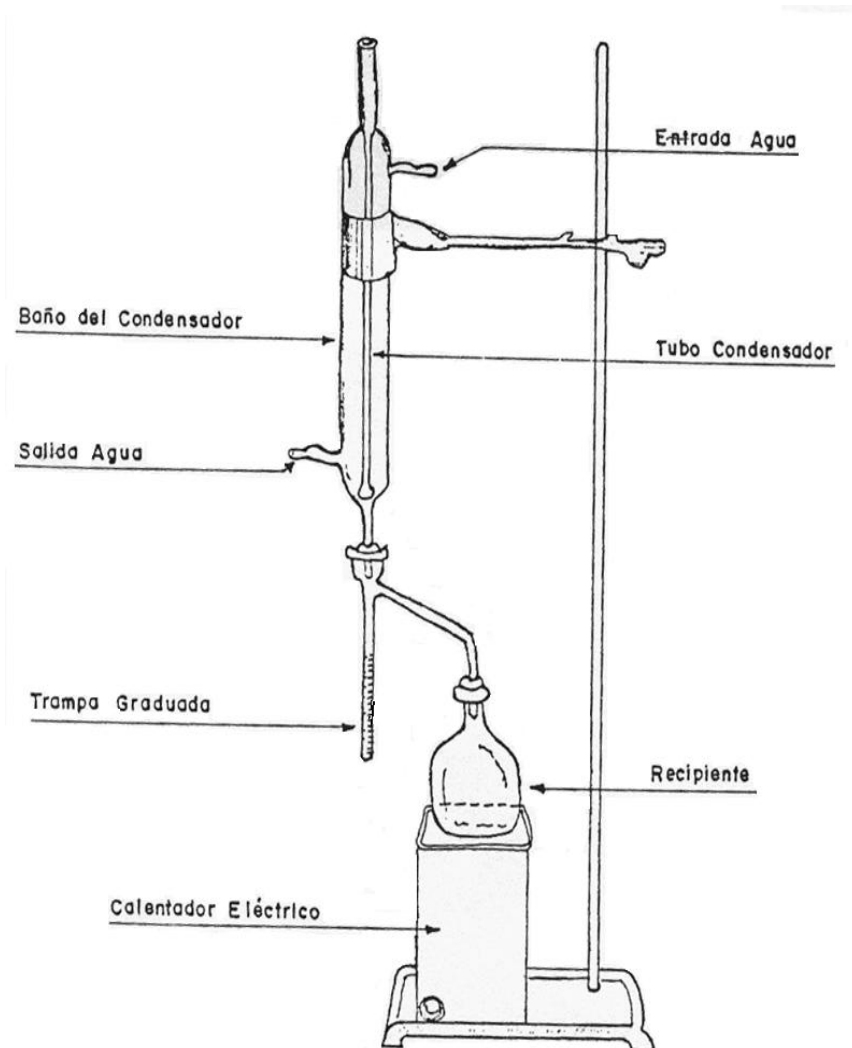
B = Mililitros de Solvente

C = Mililitros de la muestra problema

## 7. GRÁFICO:

En la siguiente figura se muestra el proceso para determinar el agua por destilación.

### FIGURA N° 20 PROCESO DE DETERMINACIÓN DE AGUA POR DESTILACIÓN



EQUIPO USADO PARA DETERMINAR CONTENIDO DE AGUA POR DESTILACION

Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### **3.6.2. NORMA ATSM D-96-98 DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS EN CRUDO, POR CENTRIFUGACIÓN**

#### **1. ALCANCE:**

Este ensayo cubre el método de centrifugación para la determinación de agua y sedimentos en crudo, durante las operaciones de Campo y el almacenamiento o custodio de las transferencias de crudo. Este método no siempre provee los resultados más exactos, pero considerado el más práctico para determinaciones de campo donde se requiere realizar continuos análisis de seguimiento. Cuando se necesita un alto grado de exactitud como en fiscalizaciones de entrega a oleoducto, a refinerías o clientes en operaciones comerciales, otros procedimientos descritos en los métodos de ensayo D-4006, D-4377 o D-473 deberán ser usados.

#### **2. SUMARIO DEL MÉTODO DE ENSAYO:**

Volúmenes conocidos de crudo y solvente son puestos en un tubo de centrifuga y calentados a  $(60\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C})$   $(140\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{F})$ . Después de centrifugar, el nivel de agua y sedimentos en el fondo del tubo es leído.

#### **3. EQUIPOS Y MATERIALES:**

- Centrifuga
- Tubos de centrifuga graduados
- Precalentador
- Termómetro



#### 4. REACTIVOS:

Demulsificante, solvente que puede ser Kerosene especificado D-3699, “stoddard solvent”, Tolueno o Xileno.

#### 5. PROCEDIMIENTO:

La muestra deberá ser la más representativa para el análisis del crudo en cuestión, la porción de muestra utilizada para la determinación de agua y sedimentos deberá ser igualmente representativa y será agitada fuertemente en el envase, antes de ser trasferida a los tubos de centrifuga. Llene cada uno de los dos tubos de centrifuga con 50 ml de muestra tomada (hasta la marca de 100 partes). Entonces llene cada tubo con solvente hasta los 100 ml (marca de 200 partes), lea con el fondo del menisco formado. Si el Demulsificante no ha sido añadido previamente con el solvente, añade en el tubo el Demulsificante en la cantidad necesaria previamente determinada o ensayada para la determinación satisfactoria del ensayo en ese crudo o de acuerdo a la experiencia del campo. Tapar cada tubo apriete fuertemente e invierta el tubo agitado por lo menos 10 veces para asegurar la mezcla homogénea del crudo y del solvente.

Ponga los tubos en el porta vasos de tal forma que queden en lados opuestos dentro de la centrifuga, para asegurar condiciones de balance y evitar que se rompan los tubos. Centrifugue por lo menos 5 min a una fuerza centrifuga relativa de 500 RPM, como mínimo después de centrifugar verifique la temperatura que no sea mayor de 52 °C. Lea y anote el volumen caminando de agua y sedimentos en el fondo del tubo graduado.

Recaliente los tubos a una temperatura de 60 °C y sin agitación retórnelos a centrifugar a la misma velocidad por otros 5 min. Repita esta operación hasta que dos lecturas consecutivas sean consistentes para cada tubo.

Cuando no esta definido el nivel o capa entre el crudo y el agua separada, por presencia de emulsión que se sitúa en la interface con el fin de dispersar la emulsión, use un demulsificante diferente o incremente la cantidad del mismo, use un solvente diferente o incremente la cantidad del solvente.

## 6. CÁLCULOS Y RESULTADOS

### ECUACIÓN N° 2 CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS

$$\text{BS\&W, \%} = \frac{(S)}{V} * 100$$

Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

Donde:

S = Volumen de sedimento y agua, ml o partes

V = Volumen de crudo ensayado, ml partes.

### **3.6.3. NORMA ASTM D-445 DETERMINACIÓN DE VISCOSIDAD 80 °F**

#### **1. ALCANCE:**

Esta norma comprende el método de ensayo por procedimiento empírico para determinar la viscosidad Saybolt o Furol, de productos derivados de petróleo.

#### **2. SUMARIO DEL MÉTODO DE ENSAYO:**

Se mide, a condiciones cuidadosamente controladas, el tiempo que tarda en fluir 60 ml de la muestra a través de un orificio calibrado. Este tiempo se corrige por un factor de orificio, indicando en el informe como la viscosidad de la muestra a la temperatura a la cual se realizó el ensayo.

#### **3. EQUIPOS:**

- Viscosímetro Saybolt y su baño
- Tubo de succión
- Soporte del termómetro
- Termómetro de viscosidad Saybolt
- Embudo de filtración
- Recipiente de recolección
- Cronometro

#### 4. PROCEDIMIENTO:

Se eleva y se controla la temperatura del baño de acuerdo con la seleccionada para el ensayo, se inserta un tapón de corcho, provisto de una cuerda o cadena que permita quitarlo fácilmente, con la cámara de aire que esta en el fondo del viscosímetro. El corcho debe entrar lo suficientemente apretado para prevenir escapes de aire, lo que se puede probar más tarde al quitar el corcho, el cual debe estar seco, según se describe luego. Se agita bien la muestra y luego se pasa a través de un tamiz metálico de 150  $\mu\text{m}$ , colocando en el embudo de filtración; se llena el viscosímetro hasta un nivel por encima del borde del rebosadero. Se coloca en seguida la punta del rubo de succión en el punto fijo del viscosímetro y se succiona aceite hasta que el nivel en el cilindro baje del borde del rebosadero. No se debe tocar el borde del rebosadero con el tubo de succión, por que se reducirá el nivel efectivo de la muestra. Luego verificar la correcta posición del recipiente de recolección, se retira el corcho halando rápidamente su cuerda y se cronometra cuando el fondo del menisco de aceite llegue a la marca que tiene el recipiente de recolección, se detiene el cronometro. Se anota el tiempo de flujo (en segundos) con una precisión de décimas de segundo.

#### 5. CÁLCULOS:

Se multiplica el tiempo de flujo por el factor de corrección del viscosímetro.

### **3.6.4. NORMA ASTM D-1298 DETERMINACIÓN DE GRAVEDAD API**

#### **1. ALCANCE:**

Esta práctica cubre la determinación en el laboratorio, usando un hidrómetro de vidrio de la densidad, densidad relativa o densidad API de petróleo crudo o productos de petróleo. Los valores serán medidos en un hidrómetro a temperaturas convenientes, las lecturas de densidad serán reducidas a 15 °C y las lecturas de densidad relativa (gravedad específica), y gravedad API a 60 °F

#### **2. SUMARIO DEL MÉTODO DE ENSAYO**

La muestra es traída a una temperatura y transferida a una probeta aproximadamente la misma temperatura el hidrómetro apropiado es hundido dentro de la muestra y dejado en reposo, después de que el equilibrio de la temperatura se ha alcanzado la escala del hidrómetro sea leída y la temperatura de la muestra es anotada

#### **3. EQUIPOS Y MATERIALES**

- Hidrómetros de vidrios graduados en unidades de densidad, gravedad específica o gravedad API de acuerdo a las especificaciones ASTM.
- Termómetros
- Probeta de vidrio claro, plástico o metal.

#### 4. PROCEDIMIENTO:

Transfiera la muestra a una probeta limpia y coloque despacio la muestra para eliminar la formación de burbujas de aire y reducir al mínimo la evaporación de las muestras más volátiles.

Poner la probeta en una posición vertical en un lugar libre de corrientes de aire, asegúrese que la temperatura de la muestra no cambie durante la prueba. Hunda el hidrómetro dentro de la muestra tenga cuidado de humedecer la columna que esta sobre el nivel en el cual el líquido va hacer inmerso, aplaste el hidrómetro aproximadamente dos divisiones de la escala dentro del líquido, esta parte deberá mantenerse seca ya que el líquido innecesario en el hidrómetro afectará la lectura obtenida.

Cuando el hidrómetro ha conseguido reposar y flotando libremente lejos de las paredes de la probeta proceda a la lectura en el punto en el cual la superficie principal del líquido corte la escala.

Con líquidos opacos tome la lectura observando con el ojo ligeramente sobre la superficie plana del líquido el punto de la escala del hidrómetro, en el cual la muestra se eleva. Esta lectura en la parte superior es conocida como menisco, inmediatamente después de haber observado la escala del hidrómetro remueva el termómetro manteniendo el bulbo que contiene mercurio totalmente inmerso dentro de la muestra. Anote la temperatura de la muestra.

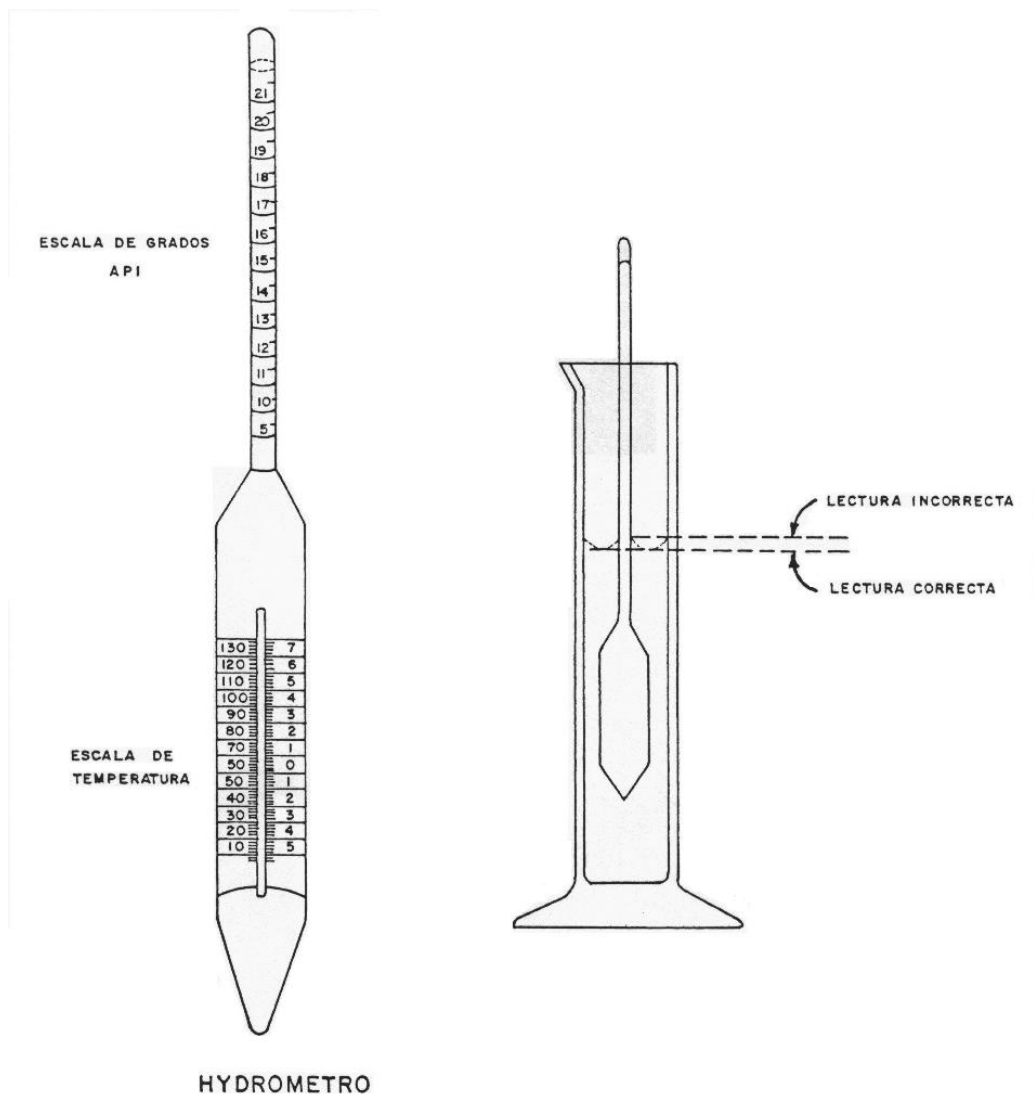
#### 5. CÁLCULOS Y RESULTADOS

Las lecturas anteriores deben ser corregidas a una temperatura estandarizada usando las tablas de medidas del petróleo, cuando el hidrómetro con escala de gravedad API ha sido usado, use las tablas 5A o 5B para obtener la gravedad en grados API

## 6. GRÁFICO:

En la siguiente figura se muestra el proceso para determinar la gravedad API.

**FIGURA N° 21 PROCESO DE DETERMINACIÓN DE GRAVEDAD API**



**EQUIPO USADO PARA MEDIR GRAVEDAD API**

Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### **3.7. CONDICIONES GENERALES**

En este punto se detalla el trabajo que realiza en RODA.

#### **3.7.1. POLÍTICA DE MEDICIÓN EN RODA (RED DE OLEODUCTOS SECUNDARIOS)**

En RODA (RED DE OLEODUCTOS SECUNDARIOS), la medición y calidad de hidrocarburos y biocombustibles es un proceso crítico que demanda atención con el fin de minimizar las pérdidas, lograr la satisfacción de nuestros clientes y generar valor en un marco de mejoramiento continuo.

Todas nuestras acciones están enmarcadas en la estandarización, económica de escalas y la divulgación e implementación de mejores prácticas.

#### **3.7.2. FACTORES DE PROCESOS**

A continuación se detallan las características del fluido.

##### **3.7.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO A SER MEDIDO**

En el campo Guanta se tiene 13 pozos que producen fluidos con las siguientes características.



**TABLA N° 2**  
**CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS DEL CAMPO**  
**GUANTA**

<b>POZOS</b>	<b>ARENA</b>	<b>% BSW</b>	<b>API</b>	<b>BFPD</b>	<b>BAPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>GOR</b>
GTA - 01	U	0,3	29,8	489	4	485	77
GTA - 02	T	73,6	29,5	340	169	171	761
GTA - 03	T	34,1	29,02	911	292	619	135
GTA - 04	H	45,7	29,1	554	233	321	278
GTA - 05	T	60	19,4	414	224	190	686
GTA - 06	U+BT	2,8	30,01	336	10	326	151
GTA - 09	BT	0,8	28,7	171	4	167	0
GTA - 11	U	3,9	29,06	186	1	185	268
GTA - 12	U+T	60	18,9	760	14	746	228
GTA - 13	U	7,5	29,06	628	377	251	0
GTA - 15	HS+HI	21,1	30,02	272	138	134	159
GTA - 16	U	54	17,2	329	230	99	216
GTA - 17	Ui	2,3	29,03	206	3	203	268
<b>TOTAL</b>				4547	823	3724	201

Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### 3.7.2.2. QUE VOLUMEN DIARIO DE AGUA SE SEPARA Y SE REINYECTA

En la tabla siguiente se presenta el volumen de agua que se separa y se reinyecta.

**TABLA N° 3**  
**VOLUMEN DIARIO DE AGUA QUE SE SEPARA Y SE REINYECTA EN EL**  
**CAMPO GUANTA**

<b>BLS. DE FLUIDO PRODUCIDOS</b>	<b>BLS. DE PETRÓLEO SEPARADOS</b>	<b>BLS. DE AGUA SEPARADOS</b>	<b>BLS. DE AGUA REINYECTADOS</b>
4547	3724	823	823

Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### 3.7.2.3. CUAL ES LA CANTIDAD DE PETRÓLEO RESIDUAL QUE EN PROMEDIO SE REINYECTA CON EL AGUA DE FORMACIÓN

**TABLA N° 4**  
**RESIDUALES DE ACEITE EN AGUA**

<b>W.T. Guanta</b> <b>ppm</b>	<b>W.T. Guanta</b> <b>ml/lt</b>	<b>W.T. Guanta</b> <b>lt</b>
10,1	10,1	2.424

Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

**3.7.2.4. QUE VOLUMEN DE PETRÓLEO RESIDUAL SE VA EN EL AGUA DE FORMACIÓN**

**TABLA N° 5**  
**VOLUMEN DE PETRÓLEO RESIDUAL QUE SE VA EN EL AGUA DE FORMACIÓN**

<b>W.T. Guanta GAL</b>	<b>W.T. Guanta BLS</b>	<b>W.T. Guanta BLS/DÍA</b>	<b>W.T. Guanta BLS/MES</b>	<b>W.T. Guanta BLS/AÑO</b>
0,64037	0,0152	12,54	388,99	4580,1

Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

### **3.8. UNIDAD DE MEDICIÓN (LACT) Lease Automatic Custody Transfer**

Es un equipo especial utilizado para medir y registrar automáticamente la transferencia de custodia de los volúmenes, en barriles de petróleo crudo a 60 °F que se transportan por la **RODA**. Esta constituido por el banco de medidores, toma de muestras y probadores de medidores en la estación de bombeo N° 1 Lago Agrio, de conformidad con las normas internacionales. Estas unidades son los dispositivos de medición de volumen y recolección de muestras del Centro de Medición del Petróleo Crudo, que la operadora transfiere al Terminal Petróleo de Balao o a las estaciones de bombeo para consumo de sus unidades.

### **3.9. UNIDAD DE MEDICIÓN, FISCALIZACIÓN Y TRANSFERENCIA (LACT)**

Son equipos especiales diseñados para medir y registrar automáticamente la transferencia de custodia de los volúmenes en barriles de petróleo crudo a 60 °F producidos en los diferentes campos u operaciones de producción, así como los volúmenes de hidrocarburos provenientes de instalaciones industriales anexas, para luego ser transportadas por el oleoducto. Están constituidas por los bancos de medidores, toma muestras (Sampler) y probador de medidores diseñados, instalados y equipados de conformidad con las normas API, SPEC 11N, API 2502 o su equivalente a la más reciente publicación u otra publicada por la DNH. Estas unidades son los dispositivos de medición de volúmenes y recolección de muestras del Centro de Fiscalización y Entrega de la Producción de Petróleo Crudo, que los usuarios hacen al RODA o al SOTE.

**FIGURA N° 22**

**UNIDADES AUTOMÁTICAS DE FISCALIZACIÓN Y TRANSFERENCIA (LACT)**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

**FIGURA N° 23**

**UNIDADES AUTOMÁTICAS DE FISCALIZACIÓN Y TRANSFERENCIA (LACT)**

**VISTA POSTERIOR**

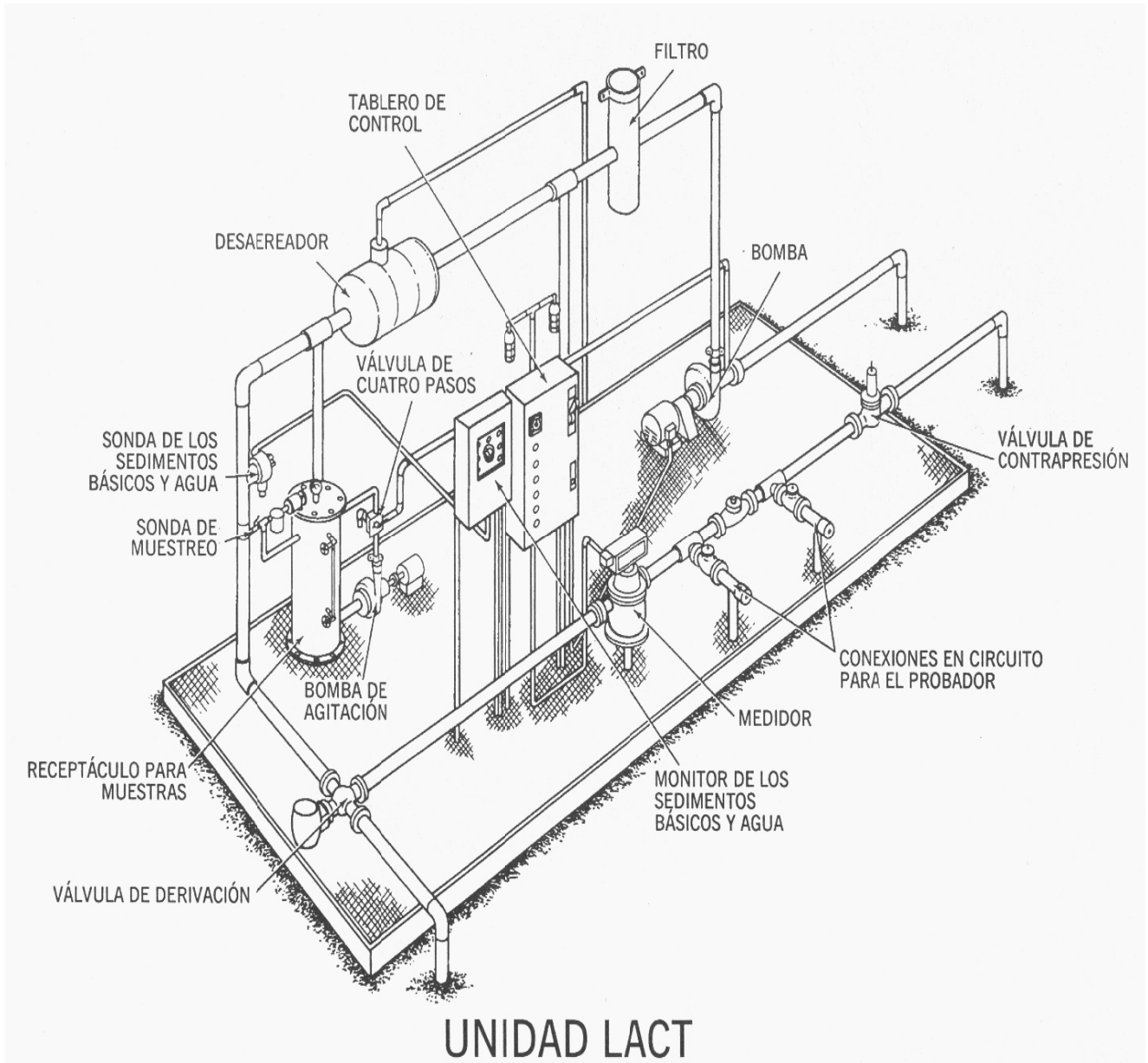


Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P

FIGURA N° 24

UNIDADES AUTOMÁTICAS DE FISCALIZACIÓN Y TRANSFERENCIA (LACT)



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez P.

La unidad LACT sirve para la medición o aforo y transferencia automatizada de petróleo, condensados y gas natural e igualmente mide las calidades del producto transferido de vendedor a comprador. Este último puede recibir el producto por tuberías, camión cisterna o barco. El crudo así vendido, será sólo recibido por el comprador con pequeñas cantidades de impurezas, las cuales pueden ser agua y sedimentos básicos como arcilla, arena, etc., que es lo que conocemos como BS&W.

Como se mencionó en el primer capítulo, la rentabilidad del crudo se basa en el volumen y su gravedad API. El volumen base es el conocido como “Barril”, el cual equivale a 42 galones (0.16 m<sup>3</sup> aprox.). Este volumen cambia de acuerdo a las condiciones de temperatura; por esta razón, las mediciones se llevan o convierten a una temperatura establecida de 60°F (15.5°C o 289°R). Esta corrección del volumen por temperatura, también debe realizarse a la gravedad API; que como se mencionó al inicio de este libro, es una unidad que mide la calidad del crudo (A mayor °API mejor precio por barril de crudo).

Una Unidad LACT transporta el petróleo tratado y almacenado en los tanques, detecta directamente el exceso de sedimentos básicos y agua, la gravedad API, mide el volumen, lo corrige a 60°F y lo transfiere, todo esto de manera automática.

Con el uso de Unidades LACT, se obtienen las siguientes ventajas:

- Mejora la medición de crudo eliminando errores comunes en los aforos y pruebas.



- Incrementa la rentabilidad, ya que cuanto menos tiempo permanece el crudo en los tanques, mayor es su volumen y su gravedad API es más alta.
- Disminuye costos debido a la necesidad de un número menor de tranques en la facilidad.
- Reduce el trabajo del personal en lo referente a papeleo, operación de bombas, etc.
- Reduce riesgos de derrames.
- Se incrementa la automatización al tener la posibilidad de operar las 24 horas del día.

La tubería debe estar diseñada para suministrar la mínima caída de presión a través de la Unidad LACT. Esto se logra limitando la velocidad máxima de fluido en al unidad LACT de 12 a 14 pies por segundo. Se debe mantener una velocidad mínima de 3 pies por segundo para la operación adecuada del mezclador estático en línea.

Las unidades LACT están montadas generalmente sobre patines y se instalan en grupo en las plantas de campo. La complejidad y distribución de los dispositivos puede variar.

Un ejemplo típico contiene:

**Bomba**: Para conducir el petróleo del tanque a través de la unidad y finalmente hacia el oleoducto. Puede ser centrífuga o de desplazamiento positivo, siendo más comunes las primeras, debido a que vibran menos y logran un flujo más uniforme para la prueba del medidor. Su operación se lleva a cabo desde el Tablero de Control, pueden programarse

su encendido y apagado automático después de un volumen determinado de fluido desplazado o puede hacerse manualmente.

**Filtro:** Elimina partículas sólidas tales como costras de la tubería, esquirlas de soldadura, arena, etc., las cuales pueden causar muestreos y aforos inexactos. Cuando se trabaja con bombas centrífugas, el filtro se instala aguas debajo de ellas. En el caso de bombas de desplazamiento positivo, la instalación se hace en la bomba.

**Desaerador:** Es un dispositivo que elimina el gas o el aire del petróleo. Algunas veces este y el filtro conforman un solo dispositivo. El gas libre o el aire pueden causar cavitación en la bomba, hacer que el medidor patine o que se tome una muestra no representativa. En este dispositivo se acumula petróleo, lo cual permite una separación de gas y aire. Después de que se ha acumulado cierto volumen de gas, una válvula que opera con un flotador, se abre y permite su salida hacia una línea de ventilación.

**Sonda de BS&W:** Detecta impurezas (sedimentos y agua).

**Monitor de BS&W:** Dispositivo de control que interpreta las señales de la sonda y envía señales a la válvula de derivación. Cuando el BS&W es mayor que lo permitido o programado, el monitor interrumpe la entrega y automáticamente dirige el flujo de petróleo a la planta purificadora.

**Sonda de Muestreo:** Dispositivo que toma muestras de petróleo para determinar el BS&W y °API.

**Receptáculo de Muestras:** Colecta y almacena las muestra tomadas por la sonda. Compradores y vendedores tomas muestras de este recipiente.

**Válvula de Derivación:** Es una válvula de 3 vías que permite el paso del fluido hacia el sistema de tratamiento o hacia el medidor. Opera de acuerdo a las señales recibidas desde el monitor. La operación de desvío de fluido hacia el tratamiento en caso de que no cumpla los requerimientos programados, se programa con un retraso de 30 segundos para que una pequeña cantidad de sedimentos básicos y agua no active la válvula. Una vez el BS&W vuelve a los valores permitidos, la válvula cambia automáticamente el flujo hacia el medidor para su distribución.

**Medidor:** Dispositivo de buena exactitud y repetibilidad que mide el volumen de petróleo que se está transfiriendo.

**Conexiones en Circuito para el Probador:** Es un sistema de válvulas y accesorios que facilitan la verificación de la precisión del medidor, por medio de un probador portátil.

**Válvula de Contrapresión:** Válvula colocada aguas abajo del medidor.

**Tablero de Control:** Es el centro de comando de la unidad. Desde allí se enciende, controla y apaga la unidad.

### **3.9.1. CAPÍTULO 14 APLICACIÓN DE NORMAS API, MPMS**

Mediante la aplicación del CAPÍTULO 14, tenemos las Normas API, ASTM en las cuales se describe:

- Diseño de una Unidad LACT
- Operación de Unidad LACT
- Mantenimiento de una Unidad LACT

### **3.9.2. DISEÑO DE UNA UNIDAD LACT APLICANDO EL CAPÍTULO 14 API, MPMS**

Los factores que afectan el diseño de una Unidad L A C T son:

- Características del líquido a ser medido
- Rata de flujo
- Viscosidad
- Temperatura
- Presión
- Localización Fiscal del Equipo

Las características del flujo determinan:

- Tipo de Medidor
- Tipo de Muestreador y contenedor del muestreador
- Material de tubería de procesos y bridas

La rata de flujo determina:

- Tamaño de la tubería y el medidor a utilizar
- Tamaño de los componentes

### **3.9.3. OPERACIÓN DE UNA UNIDAD (LACT) APLICANDO EL CAPÍTULO 14 API, MPMS**

1. antes de cargar la unidad LACT, todas las bombas deben estar apagadas, y todas las válvulas deben estar cerradas. Hay muchos componentes específicamente los medidores, que se pueden dañar por el golpe del aire que pueda entrar por el fluido.
2. los medidores de desplazamiento positivo, rotarán con excesiva velocidad causada por la bolsa del aire y cuando el líquido golpee el medidor, la velocidad cambiará drásticamente ocasionando daño al instrumento.
3. Si la LACT esta equipada con bomba, cargue la bomba lentamente con fluido. Ventee todo el aire atrapado en la bomba, por la válvula instalada en su punto más alto.
4. Abra todas las válvulas de venteo en la LACT y probador, y lentamente abra la válvula de entrada y otras válvulas que dirijan flujo hacia el medidor, probador y otros equipos. Las válvulas de descargue deben permanecer cerradas.
5. Permita que la Unidad LACT y el probador se llenen con fluido, mientras se revisan posibles fugas, venteo de aire y drenaje atmosférico. Llenando el equipo lentamente, se protege de picos y si existen posibles fugas, se previenen pérdidas de grandes cantidades de flujo.
6. Arranque la bomba y lentamente abra las válvulas de descarga y ajuste la contra-presión. Como regla de medición la mínima contra-presión debe ser 20 PSIG por

encima de la presión de vapor del flujo que esta siendo medida. Asegúrese que el medidor este registrado.

7. Observe el sistema de muestreo para estar seguros que este tomando la muestra a los intervalos adecuados. Luego, esta el medidor el cual revisa la cantidad del flujo, el tomamuestras es el siguiente instrumento más importante, ya que su función es de revisar la calidad del flujo.

8. Incremente el volumen de la rata del flujo deseada, ajuste las válvulas del control de presión y control de flujo y avara totalmente las válvulas de bloqueo a la entrada y salida.

9. Revise todos los componentes restantes para una operación adecuada.

10. Haga un cálculo manual de los totales de volumen y flujo para asegurar que los contadores mecánicos y computadores fe flujo estén trabajando de manera adecuada.

11. Calibre el medidor. La frecuencia de calibración será determinada por la utilización de la Unidad LACT. Para operaciones de baches, lo mínimo es una vez en el inicio de cada corrida de bache, en la mitad, y hacia el final de la corrida.

Para operación continua cada medidor debe ser calibrado al menos una vez por día durante los primeros 30 días para desarrollar las características del medidor. Después del primer mes el intervalo puede ser cambiado a una vez por semana si el medidor repite continuamente.

Lo anterior son únicamente guías. Como norma los medidores deben calibrarse cuando la rata de flujo, temperatura, presión o densidad cambian más del 10% en cualquier dirección por más de 10 minutos.

12. Todos los cálculos deben revisarse a intervalos regulares para asegurar que no se han introducido errores en el computador. A medida que el sistema llega a ser masa complicada, los cálculos deben revisarse de manera frecuente.

13. Todo el equipo, monitores de BS&W, transmisores de temperatura, transmisores de presión, etc. Deben revisarse mensualmente. Sigán las instrucciones del fabricante para su calibración.

14. Calibración del probador (Water Draw) (Desplazamiento de Agua). El probador debe tener una calibración por el método de desplazamiento de agua (una revisión del volumen entre detectores) antes de que sea puesto en servicio en sitio. Durante el transporte el tubo del probador pudo haberse dañado o los detectores haberse descalibrado. Después de la primera calibración por desplazamiento de agua en sitio se debe revisar el volumen del probador al menos una vez cada 5 años. Si alguna parte del probador entre los detectores es desmontada o si hay cambio de detectores se debe realizar una nueva calibración por desplazamiento de agua

#### **3.9.4. MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD (LACT) APLICANDO EL CAPÍTULO 14 API, MPMS**

1. 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 estándar y estar en condiciones como nuevos.

2. Revise para asegurarse que todo equipo mecánico opera adecuadamente, la válvula de cuatro vías cambie y cierre adecuadamente, las válvulas de bloqueo y purga hagan el bloque y purga etc.

3. Revise el sistema por fugas, especialmente fugas por los drenajes. Aunque una 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.
4. Cuando se realice una calibración, se deben mantener las condiciones adecuadas de flujo durante toda la calibración. No deben ocurrir cambios drásticos en rata de flujo, temperatura y presión.
5. Para una buena calibración las pruebas deben hacerse a la misma rata de flujo del medidor bajo condiciones de operación. Todos los medidores tienen curvas que dan diferentes frecuencias de pulsos a diferentes ratas de flujo.
6. Siempre revise dos veces cualquier componente sobre el que se tenga sospecha de mal funcionamiento. Por ejemplo, si mientras se calibra un medidor se sospecha que la esfera del medidor no este inflada adecuadamente, revise otro medidor para ver si es posible que la condición exista allí también. Muchas veces en una búsqueda para encontrar el problema otro equipo es cambiado y sucede que si un problema se encuentra, el problema original puede existir todavía. La mejor herramienta para un buen mantenimiento es un registro completo y preciso de todos los documentos de embarque y calibración. Este registro cuando es ploteado sobre una gráfica mostrará rápidamente problemas en desarrollo y ayuda a detectarlos.

### **3.10 RÉGIMEN DE FLUJO (LAMINAR Y TURBULENTO)**

El método más común para el transporte de fluidos es a través de tuberías. Las tuberías de sección circular son las más frecuentes, por que ofrecen mayor



resistencia estructural y mayor sección transversal para el mismo perímetro exterior de cualquier otra forma de conducción de fluidos.

El flujo a través de tuberías está regido por ciertas variables de cuyas magnitudes dependerá el diseño de las tuberías requeridas en cada caso.

Al flujo se oponen fuerzas contrarias como son la fricción del fluido contra las paredes de la tubería que lo contiene y la fricción entre las partículas del mismo fluido; estas razones junto con las pérdidas ocasionadas por accesorios son las responsables de las pérdidas de presión a lo largo de sistemas de tuberías. Dentro del flujo de fluidos a través de tubería podemos considerar dos tipos de comportamiento o régimen, el laminar y el turbulento. Las investigaciones de Osborne Reynolds han demostrado que el régimen de flujo en tuberías (laminar o turbulento), depende del diámetro de la tubería, de la densidad y de la viscosidad del fluido, lo mismo que la velocidad de flujo. El valor numérico de estas cuatro variables es adimensional y es conocido como Número de Reynolds.

### ECUACIÓN N° 3 NÚMERO DE REYNOLDS

$$\text{Número de Reynolds (Re)} = \chi = \frac{d V \rho}{\mu}$$

Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez

Número de Reynolds (Re) =  $d V / \nu$  ;  $\nu$  (CENTISTOKES) =  $\mu$  (Centipoises) /  $\rho$   
(gr./c.c)

d = Diámetro Interno de la Tubería (pulg)

$\nu$  = Viscosidad cinemática (Ft<sup>2</sup> / s)

$\rho$  = Densidad del fluido (Lb/Ft<sup>3</sup>)

$\mu$  = Viscosidad Absoluta (centipoises - cp)

V = Velocidad (Ft/s)

Q = Caudal en barriles por hora

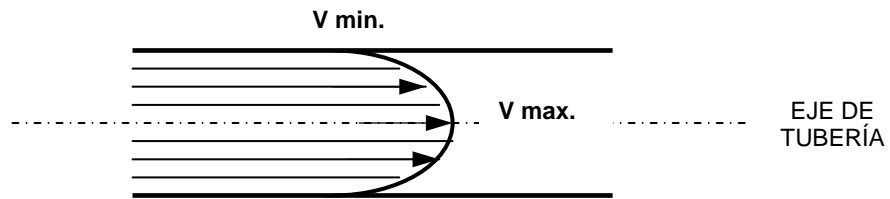
$$\text{Re} = 35.4 Q * \rho / (d * \mu)$$

El número de Reynolds es la relación entre las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas. Un número de Reynolds crítico distingue entre los diferentes regímenes de flujo, tales como laminar (si es que es menor a 2000), o turbulento (si es mayor a 4000) en tuberías, en la capa límite, o alrededor de objetos sumergidos. El valor particular depende de la situación. Es un número adimensional que indica el grado de turbulencia de un fluido.

### **3.10.1. FLUJO LAMINAR**

Es un tipo flujo que se genera a velocidades bajas donde las capas de fluido se mantienen ordenadas y paralelas. El desplazamiento dentro de una tubería se lleva a cabo en capas cilíndricas concéntricas, existiendo una velocidad máxima en el centro de estas capas y una velocidad mínima en las proximidades de la tubería. Esto genera un perfil de flujo parabólico.

**FIGURA N° 25 FLUJO LAMINAR**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

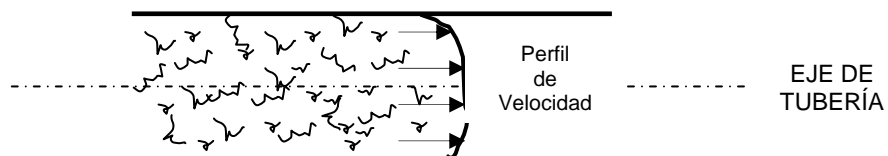
Realizado por: Ángel R. Vásquez

Si  $Re$  (número de Reynolds)  $\leq 2000$ , se considera régimen de flujo laminar.

### 3.10.2. FLUJO TURBULENTO

En este tipo de flujo, hay movimiento irregular e indeterminado de las partículas de flujo. El perfil de flujo en cuanto a velocidades es más uniforme que en el régimen laminar.

**FIGURA N° 26 FLUJO TURBULENTO**



Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Realizado por: Ángel R. Vásquez

Si  $Re$  (número de Reynolds)  $> 4000$ , El régimen de flujo es turbulento.

Para valores de número de Reynolds entre 2000 y 4000 el régimen de flujo se encuentra en una zona crítica, donde dicho régimen se vuelve impredecible, pudiendo ser laminar, turbulento o de transición, dependiendo de la variación de muchas condiciones.

### **3.11. VISCOSIDAD**

La viscosidad de un crudo es su resistencia a deslizarse sobre sí mismo; ella da una idea de la capacidad de fluir a través de un espacio confinado (oleoducto), y la de formar una película lubricante para el deslizamiento de partes metálicas entre sí. La unidad en el sistema internacional es el poise (p), que es la fuerza en dinas que hay que suministrar a una lámina de líquido de  $1 \text{ CM}^2$  para que se desplace un cm sobre una lámina igual del mismo líquido, a una velocidad de 1 cm por seg. El submúltiplo más utilizado es el centipoise 0,01 poise (cp).

### **3.12. SISTEMA DE MEDICIÓN**

Conjunto de instrumentos de medición y otros dispositivos que interactúan para efectuar mediciones específicas de hidrocarburos.

#### **3.12.1. MEDICIÓN DINÁMICA**

Método para medir volumen bruto de líquido (GSV) utilizando equipos de medición con movimiento alternativo, rotatorio y/o turbina, entre otros.

La medición dinámica se utiliza para certificar los volúmenes de productos que se recibe o se entrega en custodia ya sea para ser procesado y/o transportado utilizando medidores utilizados en línea. Dichos medidores se clasifican según su principio e operación en dos grupos:

a) **Desplazamiento Positivo:** Miden el flujo directamente, al separarlo en segmentos continuos de volumen conocido los cuales se van contando automáticamente. Dentro de los medidores de este tipo se encuentran los siguientes:

- Paletas (Smith Meter)
- Birrotor (Brooks)
- Disco
- Ovalo
- Pistón
- Diafragma

b) **Los medidores de Inferencia:** Deducen la rata de flujo mediante la medición de alguna propiedad dinámica. Dentro de los medidores de este tipo se encuentran:

- Diferencial de presión (Platina de orificio, Cuña, Tobera, Venturi, Pitot, Codo)
- Área variable (Rotámetro)

- Turbina
- Ultrasónico
- Magnético
- Coriolis
- Vortex
- Torque

#### **3.12.1.1. SELECCIÓN DE MEDIDORES**

Normalmente, la medición de los hidrocarburos líquidos se efectúan con medidores de desplazamiento positivo (DP) o de turbina de alto rendimiento que son los métodos tradicionales de medición de flujo que determina el caudal volumétrico del fluido, basado en condiciones de operación aparentemente constantes, pero tanto la presión y la temperatura suelen variar, cometiendo a veces errores significativos en la medición. Para la selección del tipo de medidor se debe considerar la viscosidad, densidad y temperatura que posee el líquido, ya que existen equipos que son más exactos según las variables que posee el líquido.

**3.12.1.2. COMPARACIONES DE LOS DISTINTOS TIPOS DE MEDIDORES  
PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.**

<b>DESPLAZAMIENTO POSITIVO</b>	<b>TURBINA</b>	<b>CORIOLIS</b>
Bajo precio en pequeños	Bajo precio	
Amplia gama de técnicas de medición (engranaje, pistón, helicoidal)	Tecnología tradicional	Ninguna condición especial de flujo
Buen desempeño en alta viscosidad	Amplio rango de temperatura y presión	Bidireccional
Daño por bolsa de aire	Baja caída de presión	Pérdida de presión
Volumétrico	Volumétrico	Másico
Rangeabilidad limitada	Rangeabilidad limitada	Alta rangeabilidad
Exactitud y calibración dependientes de la viscosidad	Excelente repetibilidad	Alta exactitud y repetibilidad
Alto mantenimiento	Requiere mantenimiento	Mínimo mantenimiento

Sin restricciones (analizar las posibilidades de cavitación)	Numero de Reynolds menor a 4000	Insisible al número de Reynolds
Alto costo de instalación y mantenimiento	Alto costo de instalación y mantenimiento	Sin partes móviles
Sensibilidad a fluidos sucios	Depende del perfil de flujo; requiere tramos rectos aguas arriba y aguas abajo	Limitado al rango de tamaños hasta 6"

### 3.12.1.3. MEDIDORES TIPO DESPLAZAMIENTO POSITIVO (DP)

Este tipo de medidores de desplazamiento positivo, se encuentra instalado en el campo Guanta es por eso que nos centraremos hablar específicamente de este medidor.

Los Medidores de Desplazamiento Positivo (DP), se utilizan cuando los fluidos son muy viscosos. Los medidores DP para Unidades LACT generalmente van en tamaños de 2" a 16" y en rangos de bridas de ANSI 150# a ANSI 600#. Las ratas de flujo van desde 60 a 13.000 BPH. Se dispone de tamaños más grandes, pero los costos tienden a ser muy altos. Cuando se encuentran con ratas de flujo altas es mejor utilizar múltiples medidores.

La exactitud en este tipo de medidores depende de tres factores:



1. Que el volumen de cámara de medición permanezca constante. Para ello se debe evitar depósitos de cera o adherencia viscosa y desgaste que causa un cambio en el volumen.
2. Que todo el líquido que entra al medidor vaya a la cámara.
3. Que el flujo transferido pase por el medidor solo una vez.

Evitando que el porcentaje de pérdida alrededor o a través de la cámara de medición pueda cambiar debido a una variación en la viscosidad del líquido o desgaste que agranda o reduce las aéreas de espacios libres.

## **INSTALACIÓN**

- Seccione una base adecuada para apoyar el medidor. Este no debe quedar sobre la tubería. Se exceptúan los medidores instalados verticalmente que si están sostenidos por la tubería.
- Disponga de tubos de salida de tal manera que se evite la formación de un sifón, que impediría el drenaje del líquido.
- Proteger al medidor y al sistema de tubería contra los efectos de expansión térmica, para lo cual debe instalarse una válvula de alivio térmico adecuada.
- Evite esfuerzos de la tubería sobre el medidor.
- Instale un desaireador o eliminador de gases para impedir la entrada de aire o vapor al medidor.
- Remueva el mecanismo interior si el sistema se va a someter a una prueba de presión de agua.
- Limpie el interior de la tubería antes de poner en funcionamiento el medidor.

- No calibre con agua ni permita que esta se que dentro del medidor.
- Este completamente seguro de la dirección del flujo, el cual debe ser de izquierda a derecha, mirando por el alojamiento correspondiente a la brida.
- Instale una válvula de control de contrapresión aguas abajo del medidor

### **3.12.2. CARACTERÍSTICAS DEL MEDIDOR POR DESPLAZAMIENTO**

#### **POSITIVO**

- Las características básicas de este medidor es que mide el flujo volumétrico directamente con una repetibilidad  $\pm 0.025\%$  , y si se desea obtener una buena repetibilidad es necesario manejar un flujo constante.
- La línea de este tipo de medidores es de aproximadamente de  $\pm 0.25\%$ , si las condiciones de operación tales como temperatura, viscosidad y presión entre otras se mantienen constantes al variar la rata de flujo el factor de calibración estará dentro de ese rango.

### **3.12.3. MEDICIÓN ESTÁTICA**

Método para medir volúmenes brutos de líquido (GSV) almacenado en tanques utilizando sistemas manuales con cinta o automáticos como:

Telemetría, infrarrojo, radar – sónico, electro prospectiva, gravimetría, flotadores, servo activados e infrarrojos.

### **3.12.4. MEDICIÓN DE CALIDAD**

Las mediciones de calidad son aquellas referentes al conjunto de características químicas y fisicoquímicas inherentes al hidrocarburo y que cumplen con los requisitos especificados por el cliente o por la organización.

### **3.13 MEDIDORES DE FLUJO**

Uno de los objetivos fundamentales de la instalación de superficie y en la mayor parte de operaciones realizadas en cualquier tipo de proceso industrial es el de poder medir y evaluar todos sus procesos lo cual permite generar programas de desarrollo que permitan su optimización. Existen varios métodos para medir el caudal según sea el tipo VOLUMÉTRICO o MÁSSICO.

#### **3.13.1. MEDIDORES VOLUMÉTRICOS**

Estos determinan el caudal en volumen de fluido, bien sea directamente (desplazamiento) o bien indirectamente por deducción (presión diferencial, área variable, velocidad, fuerza, tensión inducida, torbellino). En la industria en general, la medida de caudal volumétrico se lleva a cabo principalmente con elementos que dan lugar a una presión diferencial al paso de fluidos (placa de orificio, tobera o tubo venturi).

Otros tipos de medidores volumétricos:

- De Área Variable (Rotámetros).
- De Fuerza (Placa de Impacto)

- De Tensión Inducida (Medidor Magnético)
- Desplazamiento Positivo (Disco giratorio, Pistón Oscilante, Pistón Alternativo, Paredes Deformables).
- Torbellino (Medidor de frecuencia de termistancia, o condensador o ultrasonidos)
- Oscilante (Válvula Oscilante).

### **3.13.2. MEDIDORES MÁSICOS**

En este tipo de medidores, la determinación del caudal de masa puede llevarse a cabo teniendo una medida volumétrica y compensándola por variaciones en la Densidad, o aprovechando características medibles en la masa del fluido.

Dentro de Medidores Másicos tenemos:

- Medidores volumétricos con compensación por presión y temperatura.
- Térmicos (Diferencia de temperatura entre dos sondas de resistencia).
- Momento Angular (Medidor Axial)
- Fuerza de Coriolis (Tubo en vibración)
- Presión Diferencial (Puente Hidráulico)

## **CAPÍTULO IV**

### **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **4.1. CONCLUSIONES**

- Con el adecuado manejo e interpretación de las normas API y normas ASTM, se garantizará un óptimo y permanente servicio a los usuarios, y mediante la utilización de los equipos de una manera correcta y factible para minimizar errores en la medición.
- Mediante el uso de las normas API, ASTM se ha determinado la cantidad exacta del volumen y calidad de petróleo crudo producido por el campo Guanta.
- La correcta calibración de los equipos (unidades ACT y LACT) que Son equipos especiales diseñados para medir y registrar automáticamente la transferencia de custodia de los volúmenes en barriles de petróleo crudo a 60 °F, Ayudar a minimizar inconsistencias o des balances volumétricos en los puntos de fiscalización y transferencia de custodia.
- Mediante la fiscalización y medición de calidad y volumen producido de hidrocarburos y biocombustibles, utilizando las normas API, ASTM se lograra un proceso critico que demanda atención con el fin de minimizar las pérdidas lograr la satisfacción de nuestros clientes y generar valor en un marco de mejoramiento continuo.

- La aplicación correcta y adecuada de las normas API, ASTM ayudarán a minimizar inconsistencias o des balances volumétricos en los puntos de fiscalización y transferencia de custodia.

#### **4.2. RECOMENDACIONES**

- Capacitar al personal para ser un agente multiplicador dentro de su grupo de trabajo para generar un espacio de reflexión en la importancia de efectuar una medición correcta y exacta de los hidrocarburos en la industria petrolera.
- Se recomienda conocer la aplicación de las normas API, ASTM para efectuar correctamente la medición y liquidación del petróleo crudo producido en el campo Guanta.
- Implementar métodos de medición más confiables de calidad y cantidad, manteniendo dentro de las ventanas operativas los sistemas de medición de hidrocarburos (Crudo, Productos Refinados y GLP).
- Entrenar al personal, mediante cursos y charlas técnicas sobre el correcto manejo y calibración de las normas API, ASTM y equipo de medición en la industria petrolera.
- Manejar y aplicar las tecnologías existentes y mejores prácticas observadas en la industria. Sugerir pautas para unificar los criterios.

## BIBLIOGRAFÍA

- PETROECUADOR, Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, 2007.
- American Petroleum Institute, Ballot “*Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flowmeters Using Transit Time Technology*”, 2004
- Ed Otto, “*Coriolis Meters for Liquid Measurement*”, *Canadian School of Hydrocarbon Measurement*, 2004
- *Kenneth Elliott, “API’s Microprocessor Based Flowmeter Testing Program”*, NEL North Sea Measurement Workshop, 2004.
- Folleto de Reglamentos y Artículos de Fiscalización de Crudo, DNH “*Dirección Nacional de Hidrocarburos*”
- Unidad de Capacitación de Petroecuador, “*Curso: Medición y Custodia de Hidrocarburos, Medidores para minimizar diferenciales.*”