implementación de la unidad de medición de crudo lact en el campo gustavo galindo velasco (ecuador)

Michelle Alba Naranjo León[1] Luís Albán Granizo[2]

[1]Ingeniero de Petróleo 2006, Realizando actualmente el Máster “Développement et Exploitation des Gisements”, en l’École du Pétrole et des Moteurs, IFP School.

[2]Director de Tesis de Grado, Ingeniero de Petróleo, Diplomado en Estudios de Impacto Ambiental, Curso Internacional de la UNESCO, VII Curso de Hidrogeología Aplicada, Docente e Investigador de la ESPOL

1 RESUMEN

El presente proyecto consiste en el análisis y estudio del período de prueba de la Implementación de la Unidad de Medición de Crudo LACT en el Campo Gustavo Galindo Velasco, obra que constituye un gran avance técnico a la empresa operadora de dicho campo, PACIFPETROL S.A., y beneficios económicos tanto a la empresa, como al Estado Ecuatoriano y por defecto a las comunidades aledañas del sector de la Península de Santa Elena, Ancón Ecuador.
De esta manera, dicho proyecto, se realiza a fin de continuar con la automatización de las operaciones de producción de petróleo crudo en estación de producción del campo, denominadas en conjunto Casa Bomba, con el objetivo fundamental de realizar la medición con precisión de volúmenes de crudo producido en el Campo Gustavo Galindo V. de la Península de Santa Elena.
También este proyecto tiene por finalidad presentar sus períodos de construcción e instalación. Así como su período de prueba y resultados tanto de producción como económicos se refiere.
Para llevar a cabo la implementación y puesta en marcha de la obra ha sido necesario el estudio y colaboración de diferentes ramas de la ingeniería como la Ingeniería de Petróleo, Ingeniería de Control y Procesos de automatización e Ingeniería Mecánica. Así como conocimientos básicos y fundamentales de contabilidad y economía.

ABSTRACT

The present project consists on the analysis and testing period study of the Implementation of the Unit of Oil Measurement LACT in the Field Gustavo Galindo Velasco, work that represents a great technical advance to the operator company of this field, PACIFPETROL S.A., and economic benefits to the company as well as for the Ecuadorian State, and by default to the neighboring communities of Santa Elena's Peninsula, Ancon Ecuador.
By the way, this project is carried out in order to continue with the automation of the production operations on the oil surface facilities of this field, denominated Casa Bomba, with the main objective of realize accurate measurements of petroleum volumes produced in the field Gustavo Galindo V.
This project also has the purpose to present its periods of construction and installation. As well as its testing period and production results related with economic facts.
To carry out the implementation and setting of this job, it has been necessary the study and collaboration of different engineering branches like Petroleum Engineering, Engineering of Control and Automation of Processes and Mechanical Engineering. As well as basic and fundamental knowledge of accounting and economy.

2 INTRODUCCIÓN

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

2.1 ANTECEDENTES

Desde el año 2002, el Campo Gustavo Galindo Velasco, conocido comúnmente como el Campo Ancón por ser el área con mayor producción de petróleo en dicho campo petrolero, ha venido siendo operado por la Compañía PACIFPETROL en la búsqueda de un crecimiento constante y sostenido de la producción en la industria del petróleo ecuatoriano. De esta manera, hace 6 meses se inició el proceso de implementación de la Unidad LACT, unidad de medición de crudo del Campo Gustavo Galindo Velasco.

2.1.1 LOCALIZACIÓN Y CLIMA

Los campos petroleros de la Península de Santa Elena se encuentran ubicados al suroeste de la República del Ecuador, aproximadamente a 130 km al oeste de la ciudad de Guayaquil. Esta región posee un clima tropical o ecuatorial, cuya temperatura media anual varía entre 18 ºC a 30 ºC.

2.1.2 INICIO DE LA EXPLOTACIÓN DEL CAMPO PETROLERO GUSTAVO GALINDO VELASCO

En el año de 1911, se perfora el primer pozo petrolero en la Península de Santa Elena, denominado Ancón 1, con resultados positivos; desde esa fecha se inicia la explotación de petróleo en el Ecuador. El Campo Ancón es el principal productor de petróleo y está dividido en 15 áreas: Perito, La Fuente, Certeza, Emporio, Santo Tomás, San Joaquín, La Fe, Tablazo, Tigre, Cacique, Central, Ancón, Seca, Hecotea y Concepción. Las áreas Navarra y Asturias, al norte de éste campo, fueron productoras de gas. Además existen los campos de Petrópolis, San Raymundo, Santa Paula, Cautivo, Carmela y El Tambo.

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

A la empresa PETROECUADOR le corresponde la planificación y coordinación de sus actividades y la de sus Filiales, administrar, fiscalizar y controlar los contratos de prestación de servicios, de Participación y de Servicios Específicos, referentes a la explotación de hidrocarburos y celebrados con compañías internacionales; además, de la comercialización del petróleo y sus derivados en el mercado interno y externo.

2.1.3 ESTACIÓN DE PRODUCCION

La estación de producción de petróleo del Campo Gustavo Galindo V., se encuentra centralizada en Casa Bomba. Casa Bomba es el lugar final de almacenamiento del petróleo y agua de este campo. Desde aquí se transfiere a refinería.

Está constituida por 6 tanques con las siguientes capacidades:

Tanque K: 55 000 bl (8 744,30 m^3)

Tanque H: 29 000 bl (4 610,63 m^3)

Tanque N: 19 000 bl (3 020,76 m^3)

Tanque H2: 600 bl (95,40 m^3)

Tanque L1: 600 bl (95,40 m^3)

Tanque Auxiliar: 350 bl (55,65 m^3)

2.1.4 MEDICIÓN MANUAL DE PETRÓLEO EN CASA BOMBA

Hasta el momento en Casa Bomba se cuantifica la producción de petróleo crudo de manera convencional, es decir bajo procesos y estándares de medición estática de hidrocarburos líquidos bajo la supervisión y control de la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ecuador (DNH). El ejercicio del cumplimiento de normas de normas y procedimientos técnicos de medición de petróleo crudo producido por parte de empresas operadoras privadas como de la estatal, se realiza con el objetivo principal de preservas la energía de los yacimientos de hidrocarburos y de su explotación racional.

3 CONTENIDO

3.1 TIPOS DE MEDICIÓN DE CRUDO

3.1.1 Medición Manual de Hidrocarburos Líquidos en Tanques Ubicados en Tierra

Los cálculos de cantidades se realizarán de acuerdo a los procedimientos descritos en el Capitulo 12 del MPMS (Manual of Petroleum Measurement Standards del API).

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

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

b) Volumen Bruto Observado (GOV)

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

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

Es necesario determinar la cantidad de FW y los sedimentos en el fondo del tanque, en caso de haberlos. El ajuste de FW se hará en la forma de una deducción volumétrica. La cantidad se determina entrando con las medidas del nivel de agua medido en el tanque a las tablas de calibración del tanque.

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

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

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

Donde:

α: Coeficiente lineal de expansión del material de la pared del tanque

ΔT: Temperatura de la pared del tanque menos la temperatura base (Tb):

TSH – TBb

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

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

Donde:

TL: Temperatura del liquido en el tanque

Ta: Temperatura ambiente

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

Para calcular el CTSH es requisito la siguiente data:

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

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

La corrección por el desplazamiento del techo flotante se realiza de la siguiente manera:

Si la corrección del techo se calcula en la tabla de calibración utilizando una gravedad API de referencia, una segunda corrección se deberá calcular por cualquier diferencia entre la gravedad API de referencia y la gravedad API observada del líquido en el tanque.

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

- El techo debe estar en la posición apropiada de medición (esto usualmente implica que las "patas de soporte del techo" estén en posición de operación, posición corta)

- El techo debe estar flotando libremente sin obstrucciones.

- El techo debe estar flotando completamente y no dentro o debajo de la zona critica.

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

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

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

c) Volumen Bruto Estándar (60 ºF)

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

d) Volumen Neto Estándar (NSV)

Calcule el volumen neto estándar (NSV) deduciendo el porcentaje de agua y sedimento (% A & S) contenido en el líquido. Del volumen inicial del tanque TOV, GOV, GSV y NSV obtenidos en la apertura de los tanques, deduzca el volumen TOV, GOV, GSV y NSV respectivamente, obtenido en el cierre del tanque. Estos resultados son las cantidades entregadas en la operación de transferencia.

e) Peso Bruto Standard en Toneladas Métricas

Para la conversión del volumen bruto estándar (GSV) a peso bruto estándar en toneladas métricas, se multiplica el volumen GSV por el factor de conversión a toneladas métricas, utilizando la tabla 13 de la ASTM, utilizando la gravedad API húmeda reportada a 60 ºF (15,6 ºC) para entrar a las tablas.

f) Peso Neto Standard en Toneladas Métricas y Toneladas Largas

Para la conversión del volumen neto estándar (NSV) a peso neto estándar en toneladas métricas, se multiplica el volumen NSV por el factor de conversión a toneladas métricas, utilizando la tabla 13 de la ASTM, utilizando la gravedad API seca reportada y corregida a 60 °F (15,6 ºC) para entrar a la tabla.

3.1.2 Procedimiento para el cálculo de la gravedad API del cargamento

La gravedad API de cada tanque es determinada y corregida a 60 ºF (15,6 ºC) en el laboratorio, mediante los análisis de las muestras tomadas. Con la gravedad API húmeda obtenida y el porcentaje de agua del producto contenido en el tanque se entra a las tablas de API seca, emanadas del Ministerio de Energía y Minas y se obtiene la gravedad API seca. A continuación se indican los pasos a seguir:

a) Cálculo de Gravedad API Húmeda

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

Coeficiente Ton. Métricas Brutas= U Ton. Métricas Brutas Estándar U (Barriles Brutos a 60 ºF,15,6 ºC)

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

b) Cálculo de Gravedad API Seca

Con el resultado de la Gravedad API obtenido en el punto 2 y el porcentaje de agua total contenida en el cargamento, se compara con la tabla emanada del MEM para determinar la gravedad API seca y dicha gravedad será la gravedad API seca del cargamento a 60 ºF (15,6 ºC).

3.2 MEDICIÓN DINÁMICA

3.2.1 Equipo de Transferencia Automática de Productos en Custodia – Unidad LACT

LACT (Lease Automatic Custody Transfer) es un conjunto de componentes y tuberías montados sobre un patín, diseñada para medir de manera precisa tanto la calidad como la cantidad de un hidrocarburo líquido el cual es comercialmente explotable. Esta medición será de gran utilidad para transferir de manera automática y precisa la custodia del petróleo, en nuestro caso, desde Casa Bomba a la Refinería La Libertad. La Unidad LACT tendrá la capacidad, con su proceso automatizado, de controlar y prevenir la transferencia de volúmenes de petróleo comercialmente inaceptable.

3.2.2 Elementos de la Unidad LACT

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

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

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

En la figura 1 y figura 2 se indican a detalle cuáles serán los equipos, dispositivos de medición y accesorios que la Unidad LACT tendrá.

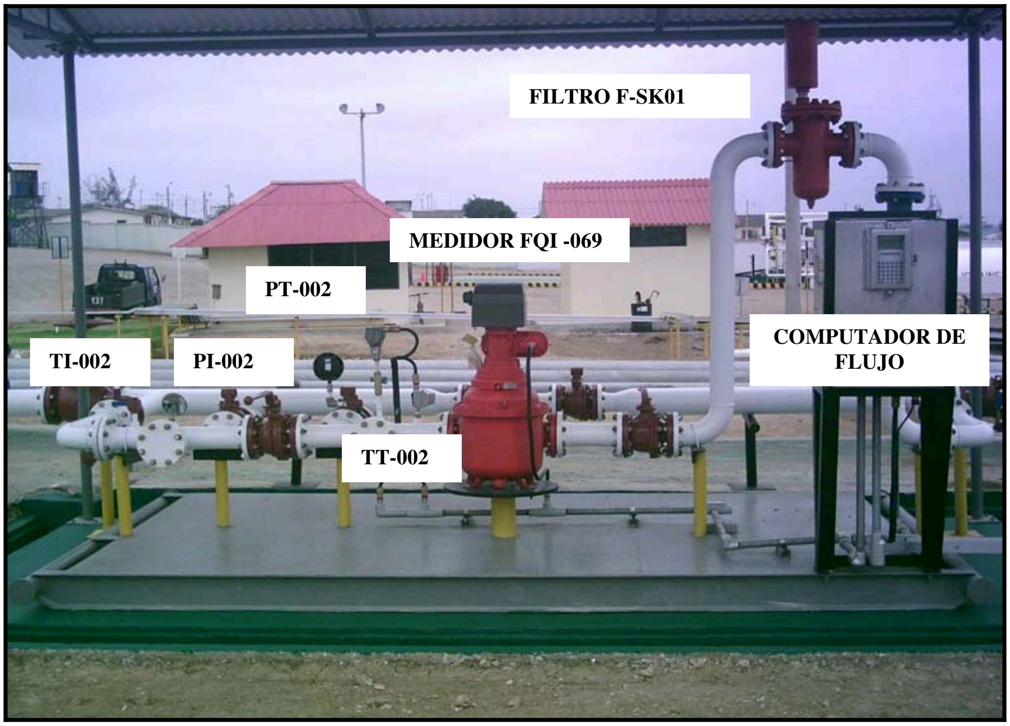

Figura 1: Elementos de la Unidad LACT

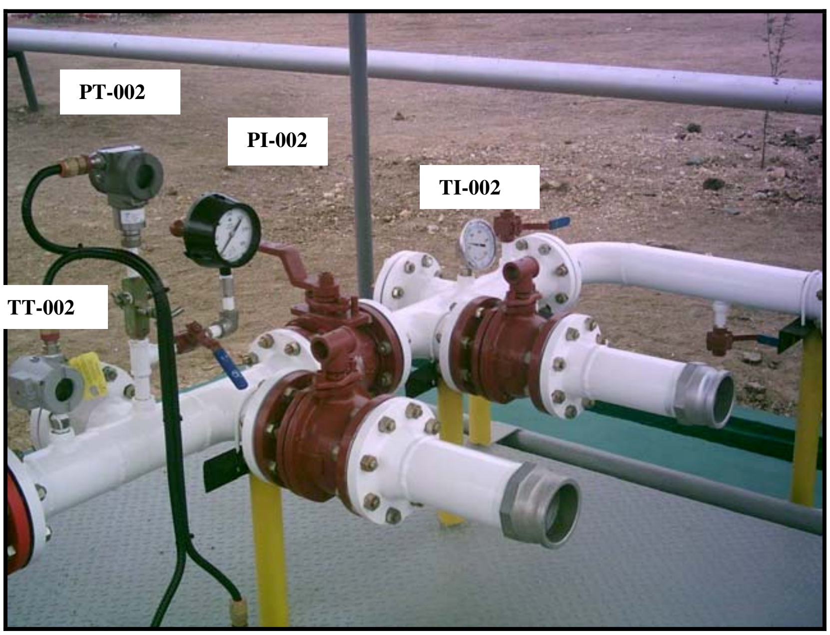

Figura 2: Dispositivos de presión y temperatura

3.2.3 Descripción de los Equipos de la Unidad LACT

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

Efectivamente en Casa Bomba se utilizarán bombas tipo pistón o desplazamiento positivo, para la transferencia del petróleo producido desde los tanques de almacenamiento para en su futuro ser medido por la Unidad LACT y para la transferencia comercial a la Refinería La Libertad. Se utilizarán en ambas operaciones el mismo tipo de bomba. La bomba será de tipo de desplazamiento positivo de 350 GPM (0,022 m^3/s), de succión y descarga d e 6” (152,4 mm), motor de 60HP (44,13 kW).

Figura 3: Bomba de transferencia a la Refinería La Libertad

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

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

Los medidores de desplazamiento positivo se utilizan cuando el petróleo producido es muy viscoso. Los medidores de desplazamiento positivo para Unidades LACT varían desde 2” a 16” (50,8 a 406,4 mm) y en rango de bridas de ANSI 150# a 600# (los símbolos ” y # corresponden a pulgadas y a libras por pulgada cuadrada respectivamente). El rango con el que el medidor de la Unidad LACT operará varía entre -25 a 125 ºF (31,7 a 51,7 ºC). Este medidor de desplazamiento positivo posee una linealidad de +/- 25 %; y una repetibilidad del 2 %.

Figura 4: Medidor de flujo Smith de desplazamiento positivo

<u>Monitor de BSW</u>

En el Campo Gustavo Galindo V., así como en todos los campo productores de petróleo, el diámetro y material de las líneas de flujo, son un determinante para especificar el contenido máximo de %BSW (Basic Sediments and Water), es decir el contenido máximo de sedimentos y agua que el petróleo crudo pueda contener para poder ser transferido.

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

Figura 5: Monitor de BSW en funcionamiento muestra un corte de agua del 97%

<u>Computadora de flujo de Petróleo Neto</u>

La aplicación del sistema SCADA en operaciones de producción, ha incrementado la necesidad de leer directamente el contenido neto de petróleo en emulsiones. El sensor de medición, con modificaciones para proporcionar resultados lineales, tiene la capacidad de obtener el valor instantáneo del contenido de agua en una emulsión de petróleo. Combinando los resultados de medición del sensor con los resultados de medición de volumen obtenido por el medidor de desplazamiento positivo o turbina, los volúmenes netos de petróleo y agua en una emulsión de petróleo pueden ser determinados. El dispositivo que combina la información del sensor de BSW y la del medidor de volumen para obtener los volúmenes netos de petróleo y agua producidos, es la Computadora de Flujo de Petróleo Neto. La computadora de flujo de petróleo neto podrá determinar los contenidos de petróleo y agua provenientes de una emulsión de petróleo, con gran exactitud (Desde el 1 al 2% del contenido de agua hasta el 35%, en la medición del volumen del petróleo). Aplicaciones con cortes de agua mayores al 35% pueden ser medidos también, pero con el uso de separadores trifásicos (Free Water Knock Out Separators- FWKOS) en la estación de producción.

3.2.4 Descripción de Dispositivos Medición de la Unidad LACT

Transmisores e Indicadores

En Casa Bomba, los transmisores e indicadores que serán utilizados en la Unidad LACT deberán ser confiables y precisos, así como en el resto del sistema automatizado de producción.

Así mismo, los indicadores de presión y temperatura de la Unidad son de fácil manejo y mantenimiento. El transmisor e indicador de temperatura estarán ubicados en el patín de la Unidad LACT, al igual que el transmisor e indicador de presión.

3.2.5 Descripción de Accesorios de la Unidad LACT

Strainer (Filtro desgasificador F-007)

Los filtros utilizados en las Unidades LACT generalmente son de tipo canasta en línea. Los filtros de canasta pueden equiparse con tapas de apertura rápida o la tapa puede ser una brida ciega. Así mismo, indicadores y/o interruptores de presión diferencial pueden ser instalados a través del filtro de canasta para transmitir señales por medio del sistema SCADA y ser registrados en el computador digital. Así como accesorio para la Unidad LACT de Casa Bomba, este filtro tendrá un diámetro de 4" (101,6 mm); con bridas ANSI 150#.

Válvulas de seguridad

Las válvulas de seguridad, comúnmente llamadas válvulas de control de flujo, son instaladas después del medidor de desplazamiento positivo y conectadas al probador para mantener una contrapresión sobre el líquido en el medidor y el sistema del probador. Pero en la Unidad LACT de Casa Bomba para evitar este fenómeno y consecuentemente caída de presión en el sistema se utilizarán válvulas de control de flujo para mantener el flujo constante.

Válvulas en la línea principal de la Unidad LACT

En el tren principal de la Unidad LACT del Casa Bomba se utilizarán también dos tipos de válvula fundamentales para el funcionamiento óptimo de la Unidad. Estas son de tipo check y de bloqueo. Mientras que las de bloqueo, son válvulas que se utilizarán para permitir o bloquear el paso del fluido de producción, en nuestro caso, petróleo crudo.

3.2.6 Descripción de Tubería y Conexiones de la Unidad LACT

Tubería para encaminar horizontal y verticalmente el petróleo producido

Casi en su totalidad la dirección de las tuberías que se requerirán para la Unidad LACT de Casa Bomba serán de tipo horizontal.

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

Conexiones del Probador

Todas las configuraciones de Unidades LACT incluyen conexiones para probador. Estas válvulas pueden ser de paso completo o de paso reducido. Se debe tener cuidado de no causar una alta caída de presión cuando el flujo está siendo desviado al probador durante la calibración del medidor de flujo.

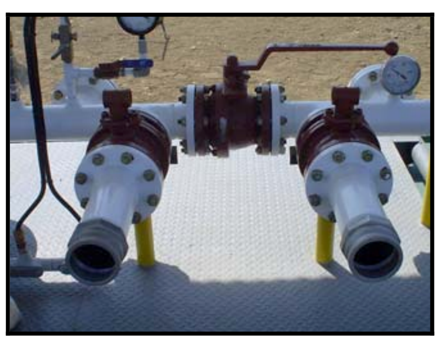

Figura 7: Conexiones para tubo probador durante la calibración del medidor de flujo de desplazamiento positivo Medidor Smith

Bridas

Las bridas requeridas como accesorio y conexión de equipos de la Unidad LACT de Casa Bomba serán de acero forjado de cara levantada (Bridas RF).

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

Tabla I: Rango de presión para bridas de acero, según servicio en la producción de petróleo crudo

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

(Rango de Temperatura de servicio entre –20ºF a 100ºF)

Clase	Servicio	Material	Rating	Presión de diseño (psig)
F	Petróleo crudo y refinados (excepto GLP)	Acero al carbón	150 #	285
G	Petróleo crudo y refinados	Acero al carbón	300 #	740
H	Petróleo crudo y refinados	Acero al carbón	600 #	1480
I	Petróleo crudo y refinados	Acero al carbón	900 #	2220
K	Agua potable, aire de servicios y de instrumentos	Acero al carbón	150 #	285
L	Agua y espuma contraincendio	Acero al carbón	150 #	285

FUENTE: *TEUSACA S.A.*

Tabla II: Rango de presión con relación presión-temperatura de la norma ANSI B 16.5

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

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

(1) Carbon steel flanges should not be used for aplications requiring prolonged exposure to temperatures above 800ºF due to the possibilitiy of graphitization.

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

FUENTE: *TEUSACA S.A.*

Patín de fabricación estructural

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

Recubrimiento Protector

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

4 TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN DE CAMPO

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

Entre sus funciones básicas se incluyen reportes de estado y/ alarma en la estación de producción, reportes de volumen de producción acumulada, prueba y control de pozos, etc. Este sistema varía desde aplicaciones en campos de petróleo pequeños con unos pocos pozos, a campos con miles de pozos. La estación SCADA del Campo Gustavo Galindo V. consistirá básicamente de los siguientes elementos: Equipo de control y de adquisición de datos de producción, instrumentación de campo y sistema de cableado, estación de comunicación y un sistema digital computarizado.

4.1 ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE CONTROL

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

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

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

5 NORMAS y PROCEDIMIENTOS DE CALIBRACIÓN, PROCEDIMIENTOS DE MEDICIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD LACT

5.1 NORMAS DE CALIBRACIÓN DE MEDIDORES

Las calibraciones son realizadas por compañías inspectoras independientes de servicios cualificadas y bajo supervisión de la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ecuador (DNH).

5.1.2 Modelo para Calcular el Factor del Medidor

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

$$\text{Factor del Medidor (MF)} = \frac{\text{Vbp x CTS x CPS x CTLp x CPLp}}{\dfrac{\text{Acumulado de pulsos}}{\text{“K” Factor del medidor}} \text{ x CTLm x CPLm}}$$

Donde el numerador = Vbp x CTS x CPS x CTLp x CPLp*,* corresponde a lo siguiente:

Vbp: Volumen base del probador a 60ºF y 0 PSI.

CTS: Factor de corrección por temperatura del probador.

CPS: Factor de corrección por presión del probador.

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

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

El denominador corresponde a la siguiente expresión:

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

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

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

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

5.2 MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD LACT

Así, un adecuado mantenimiento de la unidad LACT de Casa Bomba sería el siguiente procedimiento:

a) Asegúrese que todos los instrumentos en la LACT y probador estén calibrados adecuadamente. Todos los instrumentos y equipos utilizados para realizar la calibración en la LACT y probador deben haber sido calibrados recientemente a condiciones estándar y estar como nuevos.

b) Revise que todas las válvulas del sistema de la unidad LACT funcionan correctamente de acuerdo a su función: bloqueo, purga, reducción de caudal, etc.

c) Revise el sistema por fugas, especialmente fugas por los drenajes. Las válvulas del drenaje del probador deben revisarse para asegurarse que no tengan fugas.

d) Cuando se realice una calibración, se deben mantener las condiciones adecuadas de flujo durante toda la calibración. No deben ocurrir cambios drásticos en el flujo, temperatura y presión.

e) La mejor herramienta para un buen mantenimiento es un registro completo y preciso de todos los documentos de embarque y calibración.

6 CONCLUSIONES

6.1 PRINCIPAL

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

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

6.2 PERÍODO DE PRUEBA

El período de prueba de la Unidad LACT en operación conjunta con el resto de los equipos automatizados de la estación de producción de Casa Bomba inició en septiembre de 2005 aún a pesar que la computadora de flujo de la unidad no había sido configurada. Dicha operación de medición del petróleo crudo producido en el Campo Gustavo Galindo V., se pudo iniciar ya que el medidor de flujo de desplazamiento positivo y demás equipos y accesorios de la unidad de medición ya habían sido instalados y calibrados para poder ser puestos en funcionamiento. Los principales limitantes con los que se contó en el inició de este período de prueba de la Unidad LACT, fue el hecho de no poder elaborar los reportes automáticos de la producción de petróleo del campo y además no poder determinar automáticamente las características del fluido producido, como ºAPI, %BSW, entre otras funciones importantes. Durante este período que lleva ya 7 meses de prueba, el ahorro del tiempo en la ejecución de medición automática de petróleo producido ha sido el principal beneficio obtenido con el inicio de la implementación de la Unidad LACT en Casa Bomba; así como la mejora de resultados de medición y la mejora notable del desempeño de los operadores en las facilidades de producción, en otras actividades que requieren de mayor esfuerzo físico y mental.

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

7 ESTIMACIÓN DE COSTOS

La producción de petróleo crudo real medida, ahora en período de prueba, por dicha unidad, resulta en un mayor volumen que la usualmente se obtiene de la medición y corrección manual, realizada en Casa Bomba. De esta manera, ésto supone un incremento en los ingresos y la justificación de los costos del Proyecto de Implementación de la Unidad de Medición de Crudo LACT en el Campo Gustavo Galindo Velasco. El análisis de los costos, establecerá las diferencias entre el presupuesto estimado AFE y los costos actuales incurridos en la implementación de dicho proyecto. Esta información permitirá observar como se llevó la planificación desde el punto de vista económico.

7.1 ANÁLISIS DE COSTOS

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

El tiempo de ejecución del proyecto fue de 173 días, iniciando el 1 de mayo de 2005 y culminando el 21 de octubre de 2005. En función del tiempo de implementación, los costos incurridos, siguiendo la planificación, se comportaron de la siguiente manera existiendo un ahorro del costo estimado al actual de 12 801,39 USD. En el Documento Nº 3 de este proyecto, Anexos, se presentará el desglose de los costos por equipos y materiales de la Unidad LACT de manera detallada.

7.2 ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS

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

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

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

7.2.1 Observaciones

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

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

Cuadros Comparativos

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

Tabla IV: Producción acumulada de petróleo crudo del
Campo Gustavo Galindo V., medición convencional (medición manual)

Nota: para convertir de barriles a m^3 se multiplica por el factor 1,589 873x10^{-1}

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

FUENTE: *PACIFPETROL*

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

Tabla V: Producción acumulada de petróleo crudo del
Campo Gustavo Galindo V., medición automatizada

Nota: para convertir de barriles de petróleo a m^3 se multiplica por el factor 1,589 873x10^{-1}

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

FUENTE: *PACIFPETROL*

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

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

Nota: para convertir de barriles de petróleo a m^3 se multiplica por el factor 1,589 873x10^{-1}

Producción Mensual	**Acumulado LACT (bl a 60 ºF)**	**Acumulado Convencional (bl a 60 ºF)**	**Diferencia (bl)**
Septiembre de 2005	54 346	53 817	529
Octubre de 2005	55 026	54 062	964
Noviembre de 2005	59 840	54 587	5253
Diciembre de 2005	59 678	57 051	2627
Enero de 2006	62 215	56 629	5586

Febrero de 2006	45 956	44 631	1324
Marzo de 2006	44 715	41 185	3530
Total de barriles de diferencia:		**19 813**	

FUENTE: *PACIFPETROL*

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

7.2.2 Conclusiones

De acuerdo a los datos observados y comparados con los dos métodos de medición de petróleo crudo en el Campo Gustavo Galindo V., la compañía operadora de dicho campo, PACIFPETROL, hubiese aumentado sus ingresos en el orden de 1 188 780 USD, considerando un precio promedio del crudo de 60 USD el barril y un período de 7 meses, si la unidad de medición hubiese funcionado oficialmente en el campo. Esto representa durante el tiempo en que la compañía operará en este campo, de aproximadamente 10 años más, siguiendo este porcentaje incremental a las condiciones técnicas y económicas actuales, un ingreso adicional del orden de los 20 379 080 USD. Obviamente representando un gran beneficio para ella y el Ecuador si se operara la estación de producción, Casa Bomba, de manera correcta, siguiendo los procedimientos estándar de medición y calibración de los equipos ahora automatizados y por supuesto con la mejora continua e innovación de los conocimientos del personal operador. Por otra parte, otros beneficios directos claramente palpables durante este período de prueba de la unidad, han sido el ahorro del tiempo en la ejecución de la medición de petróleo crudo, la cantidad de operadores en esta actividad y reducción al máximo de errores en los resultados de la medición de hidrocarburos líquidos. Evaluando este beneficio, la productividad de las operaciones aumenta, teniendo en cuenta que el tiempo y trabajo dedicado a esta función serán reemplazados por la automatización, y los esfuerzos humanos serán encaminados a otras actividades que presenten la necesidad de agregar componente humano.

8 BIBLIOGRAFÍA

8.1 BIBLIOGRAFÍA GENERAL

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

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

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

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

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

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

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

8.2 DIRECCIONES ELECTRÓNICAS

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

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

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

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

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