



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**DETERMINACIÓN DE DIFERENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE  
CRUDO FISCALIZADA POR LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y  
CONTROL HIDROCARBURÍFERO (ARCH) Y LA PRODUCCIÓN  
REPORTADA POR CAMPO Y EL IMPACTO ECONÓMICO  
PRODUCIDO, EN LOS ACTIVOS DE LA REGIONAL  
SUCUMBÍOS, AÑO 2014.**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERO DE PETRÓLEOS.**

**AUTOR: JUAN CARLOS CASTAÑEDA VELASCO**

**DIRECTOR: ING. RAÚL BALDEÓN**

**Quito, Agosto 2015**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2015  
Reservados todos los derechos de reproducción

## DECLARACIÓN

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

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

---

JUAN CARLOS CASTAÑEDA VELASCO

C.I. 1717439374

# CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Determinación de diferencias de la producción de crudo fiscalizada por la Agencia De Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) y la producción reportada por campo y el impacto económico producido, en los activos de la regional Sucumbíos, año 2014.**”, que, para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **Juan Carlos Castañeda Velasco**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

---

ING. RAÚL BALDEÓN  
DIRECTOR DEL TRABAJO  
C.I. 1708042534

## DEDICATORIA

Quiero dedicar mi tesis a mis padres Margot y Adrián por todo su amor, dedicación y apoyo en todos los momentos de mi vida, ya que siempre estuvieron a mi lado cuidándome, guiándome para salir adelante y nunca me dejaron solo. Los quiero mucho.

A mis hermanas Daniela y Paula que supieron estar conmigo en los momentos más difíciles de mi vida.

A mi tía Cecilia Ron, quien supo brindarme todo su cariño y aprecio como a un hijo más para lograr esta meta.

A mi tío Carlos Díaz quien siempre me apoyo desde muy pequeño para llegar a ser alguien en la vida.

Juan Carlos Castañeda Velasco

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios y a la Virgen Dolorosa por darme las fuerzas necesarias para seguir siempre adelante.

A todas las personas que estuvieron conmigo en todos los momentos apoyándome, en especial a mis padres, hermanas, y a todos mis familiares a los cuales los llevo en mi corazón, gracias por todo.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial, a la Facultad Ciencias de la Ingeniería y a mi Director de Tesis, Ing. Raúl Baldeón, por su apoyo y su tiempo brindado durante mi carrera para la culminación de la misma.

Juan Carlos Castañeda Velasco

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>RESUMEN</b> .....	<b>xvii</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>xviii</b>
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1 PROBLEMA</b> .....	<b>3</b>
<b>1.2 JUSTIFICACIÓN</b> .....	<b>4</b>
<b>1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO</b> .....	<b>5</b>
1.3.1 OBJETIVO GENERAL .....	5
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	5
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>6</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>6</b>
<b>2.1 PRODUCCIÓN DE CRUDO</b> .....	<b>6</b>
<b>2.2 FISCALIZACIÓN</b> .....	<b>6</b>
2.2.1 TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN. ....	7
2.2.2 INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN .....	8
<b>2.3 MEDICIÓN ESTÁTICA</b> .....	<b>8</b>
2.3.1 TIPOS DE TANQUES .....	9
2.3.2 ACCESORIOS COMPLEMENTARIOS .....	14
2.3.3 TIPOS DE MEDICIÓN ESTÁTICA .....	15
<b>2.4 MEDICIÓN DINÁMICA</b> .....	<b>17</b>
2.4.1 EQUIPO DE TRASFERENCIA AUTOMÁTICA DE PRODUCTOS EN CUSTODIA – UNIDAD LACT .....	17
<b>2.5 TANQUES DE LAVADO</b> .....	<b>22</b>
<b>2.6 TANQUES DE ALMACENAMIENTO</b> .....	<b>22</b>

2.7	<b>OLEODUCTO.....</b>	<b>23</b>
2.8	<b>METODOLOGÍA DE CALIBRACIÓN.....</b>	<b>23</b>
2.8.1	CALIBRACIÓN DE MEDIDORES .....	24
2.9	<b>MARCO LEGAL .....</b>	<b>24</b>
<b>CAPÍTULO III.....</b>		<b>26</b>
3.1	<b>REGISTRO DE VOLUMEN DE CRUDO PRODUCIDO Y TRANSFERIDO .....</b>	<b>26</b>
3.1.1	VOLUMEN DE CRUDO REPORTADO DE CAMPO Y TRANSFERIDO .....	26
3.1.2	VOLUMEN DE CRUDO DEL SECTOR DE SUCUMBÍOS.....	28
3.2	<b>DETERMINACIÓN DE LAS DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN REPORTADA DE CAMPO VS LA FISCALIZADA.....</b>	<b>31</b>
3.2.1	CRUDO RECEPTADO VS CRUDO FISCALIZADO EN UNIDAD LACT 34	
3.3	<b>DIAGNÓSTICO .....</b>	<b>64</b>
3.3.1	FACTORES QUE AFECTAN LAS DIFERENCIAS .....	64
3.4	<b>ACTIVIDADES REALIZADAS TENDIENTES A DISMINUIR LAS DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO REPORTADA DE CAMPO VERSUS LA FISCALIZADA.....</b>	<b>68</b>
3.4.1	PRESENTACIÓN Y EJECUCIÓN DE PROYECTOS .....	69
3.4.2	MONTO ECONÓMICO DE LAS DIFERENCIAS.....	69
3.5	<b>INVERSIÓN EN NUEVOS EQUIPOS.....</b>	<b>72</b>
<b>CAPÍTULO IV .....</b>		<b>81</b>
<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>		<b>81</b>
4.1	<b>ANÁLISIS TÉCNICO .....</b>	<b>81</b>
4.1.1	MEDICIÓN ESTÁTICA.....	81
4.1.2	MEDICIÓN DINÁMICA.....	88
4.1.3	MEJORAS EN LA INFRAESTRUCTURA. ....	89
4.2	<b>ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>90</b>



<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>92</b>
<b>ESTRATEGIAS PARA DISMINUIR DIFERENCIAS .....</b>	<b>92</b>
<b>5.1 APLICAR PROCEDIMIENTOS CORRECTOS EN LA MEDICIÓN</b>	<b>92</b>
5.1.1 INSPECCIÓN DE EQUIPOS EN PRODUCCIÓN DE CAMPO ..	92
5.1.2 PROCESO DE MEDICIÓN MANUAL .....	93
5.1.3 PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN AL VACÍO .....	94
5.1.4 PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN A FONDO.....	96
5.1.5 PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN A TEMPERATURA.....	98
5.1.6 RECOMENDACIONES GENERALES PARA UNA CORRECTA MEDICIÓN DEL NIVEL DE PRODUCTO Y AGUA.....	101
<b>5.2 CONDICIONES EN LA MEDICIÓN.....</b>	<b>102</b>
5.2.1 Medición estática .....	103
5.2.2 Medición dinámica .....	103
<b>5.3 PRODUCCIÓN REPORTADA .....</b>	<b>104</b>
<b>5.4 ESTABLECER ACCIONES CORRECTIVAS EN FISCALIZACIÓN 104</b>	
<b>5.5 CAPACITACIÓN .....</b>	<b>106</b>
<b>5.6 DISTRIBUCIÓN DEL TRABAJO .....</b>	<b>107</b>
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>109</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>111</b>
<b>GLOSARIO.....</b>	<b>113</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>115</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>118</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Producción Nacional de petróleo .....	29
<b>Tabla 2.</b> Stock de tanques en Sucumbíos .....	29
<b>Tabla 3.</b> Producción promedio diaria por campo de Petroamazonas EP. ...	30
<b>Tabla 4.</b> Producción nacional fiscalizada de petróleo por empresas .....	30
<b>Tabla 5.</b> Especificaciones cintas de medición .....	32
<b>Tabla 6.</b> Especificaciones plomadas de medición .....	33
<b>Tabla 7.</b> Especificaciones plomadas me medición .....	34
<b>Tabla 8.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo Petroamazonas EP. ....	41
<b>Tabla 9.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido bloque 7 y bloque 18. Resumen 2014.....	42
<b>Tabla 10.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – enero 2014.....	43
<b>Tabla 11.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – febrero 2014.....	44
<b>Tabla 12.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – marzo 2014 .....	45
<b>Tabla 13.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – abril 2014 .....	46
<b>Tabla 14.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – mayo 2014 .....	47
<b>Tabla 15.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – junio 2014 .....	48
<b>Tabla 16.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – julio 2014.....	49
<b>Tabla 17.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – agosto 2014 .....	50
<b>Tabla 18.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – septiembre 2014 .....	51

<b>Tabla 19.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – octubre 2014 .....	52
<b>Tabla 20.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – noviembre 2014 .....	53
<b>Tabla 21.</b> Explicativo de diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – diciembre 2014 Distrito Amazónico .....	54
<b>Tabla 22.</b> Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – resumen 2014. Regional Sucumbíos	55
<b>Tabla 23.</b> Determinación de diferencias entre producción fiscalizada vs. Producción de campo, año 2014 .....	56
<b>Tabla 24.</b> Determinación de diferencias entre producción fiscalizada vs. Producción de campo incluido producción de bloque 7 y bloque 18.....	58
<b>Tabla 25.</b> Determinación de diferencias entre producción fiscalizada vs. Producción de campo incluido producción de empresas privadas.....	60
<b>Tabla 26.</b> Determinación de diferencias entre producción fiscalizada vs. Producción de campo incluido producción de empresas privadas.....	62
<b>Tabla 27.</b> Precio promedio del crudo ecuatoriano .....	64
<b>Tabla 28.</b> Monto económico de las diferencias 2014.....	70
<b>Tabla 29.</b> Monto económico de las empresas privadas 2014.....	71
<b>Tabla 30.</b> Inversión en nuevos equipos .....	73
<b>Tabla 31.</b> Resumen de resultados obtenidos año 2014 .....	75
<b>Tabla 32.</b> Estado de Resultados (en USD).....	77
<b>Tabla 33.</b> Flujo de caja (en USD) .....	78
<b>Tabla 34.</b> Tasa de descuento .....	79
<b>Tabla 35.</b> Calculo Valor Actual Neto.....	79
<b>Tabla 36.</b> Tablas de calibraciones por estación del campo Lago Agrio certificadas y validadas por ARCH.....	82
<b>Tabla 37.</b> Tablas de calibraciones por estaciones del campo Libertador certificadas y validadas por ARCH.....	83
<b>Tabla 38.</b> Tablas de calibraciones por estaciones del campo Cuyabeno certificadas y validadas por ARCH.....	84

<b>Tabla 39.</b> Tablas de calibraciones por estaciones del campo Shushufindi certificadas y validadas por ARCH.....	86
<b>Tabla 40.</b> Inversión en capacitación a los operarios.....	106

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Tanque de techo flotante .....	11
<b>Figura 2.</b> Tanque con membrana flotante .....	11
<b>Figura 3.</b> Tanque de techo cónico.....	12
<b>Figura 4.</b> Tanque esférico .....	13
<b>Figura 5.</b> Tanque esférico a presión.....	13
<b>Figura 6.</b> Tanque esférico .....	14
<b>Figura 7.</b> Unidad LACT .....	18
<b>Figura 8.</b> Centro de medición y fiscalización Lago Agrio.....	36
<b>Figura 9.</b> Diferencia % entre producción fiscalizada vs. Producción de campo .....	57
<b>Figura 10.</b> Diferencia % entre producción fiscalizada vs. Producción de campo b7 y b18 .....	59
<b>Figura 11.</b> Diferencia % entre producción fiscalizada vs. Producción de campo incluye empresas privadas.....	61
<b>Figura 12.</b> Causas potenciales de pérdidas en medición estática.....	67
<b>Figura 13.</b> Medición al vacío .....	96
<b>Figura 14.</b> Medición a fondo.....	98
<b>Figura 15.</b> Lectura en termómetros de vidrio .....	99

## ÍNDICE DE ANEXOS

<b>Anexo 1.</b> Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de enero 2014.....	118
<b>Anexo 2.</b> Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de febrero 2014.....	119
<b>Anexo 3.</b> Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de marzo 2014.....	120
<b>Anexo 4.</b> Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de abril 2014.....	121
<b>Anexo 5.</b> Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de mayo 2014.....	122
<b>Anexo 6.</b> Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de junio 2014.....	123
<b>Anexo 7.</b> Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de julio 2014.....	124
<b>Anexo 8.</b> Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de agosto 2014.....	125
<b>Anexo 9.</b> Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de septiembre 2014.....	126
<b>Anexo 10.</b> Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de octubre 2014.....	127
<b>Anexo 11.</b> Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de noviembre 2014.....	128
<b>Anexo 12.</b> Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de diciembre 2014.....	129
<b>Anexo 13.</b> Cálculo de diferencias de producción RODA mes de diciembre 2014, incluido bloque 7-18 y compañías privadas.....	130
<b>Anexo 14.</b> Tabla de calibración de tanque certificada y sellada por ARCH.	131
<b>Anexo 15.</b> Tabla de calibración de tanque que no se encuentra certificada ni sellada por ARCH.....	132
<b>Anexo 16.</b> Análisis de laboratorio INTERTEK con sus incertidumbres.....	133

<b>Anexo 17.</b> Calibración de Medidores .....	134
<b>Anexo 18.</b> Carta de control de medidores dinámicos de fluido, Grafica de la calibración de medidores. ....	135
<b>Anexo 19.</b> Cuadro de diferencias de Producción Histórica. ....	136

## ÍNDICE DE ECUACIONES

<b>Ec [ 1].</b> Ecuación del volumen fiscalizado. ....	28
<b>Ec [ 2].</b> Ecuación inicial para el cálculo de diferencias de producción.....	34
<b>Ec [ 3].</b> Ecuación del volumen total. ....	35
<b>Ec [ 4].</b> Ecuación ideal calculo de la producción.....	35
<b>Ec [ 5].</b> Ecuación estimada para el cálculo de diferencial de producción. ...	35
<b>Ec [ 6].</b> Ecuación estimando empresas privadas.....	35
<b>Ec [ 7].</b> Ecuacion de diferencias de producción fiscalizada y producción de campo tomando solo activos de PETROAMAZONAS EP .....	36
<b>Ec [ 8].</b> Ecuacion de diferencias de producción fiscalizada y producción de campo incrementando B-7 y B-18.....	36
<b>Ec [ 9].</b> Ecuacion de diferencias de producción fiscalizada y producción de campo incrementando empresas privadas .....	36
<b>Ec [ 10].</b> Ecuación diferencias de producción de crudo total. ....	37
<b>Ec [ 11].</b> Ecuación porcentaje diferencial. ....	37
<b>Ec [ 12].</b> Ecuación del valor actual neto .....	73



## RESUMEN

La presente investigación tiene como objetivo determinar las diferencias de la producción de crudo fiscalizada por la Agencia De Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) y la producción reportada por campo y el impacto económico producido, en los activos de la regional Sucumbíos, año 2014. Para cumplir dicho objetivo fue necesario realizar un marco teórico que sirva de sustento en la investigación y tener una idea clara de todos los temas que se tratan en la producción del petróleo, especialmente en la medición. Como siguiente aspecto se realizó el diagnóstico identificando la producción anual, los volúmenes de crudo reportados y fiscalizados, lo que permitió conocer las diferencias tanto de la producción de Petroamazonas, incluyendo los bloques 7 y 18 y las empresas privadas. Estas diferencias encontradas se pudo conocer que en algunos meses están dentro de la norma OIML R-117 que es +/- 3 mientras que en la mayoría de los meses se encuentran diferencias superiores que llegan al 0,51%, lo cual representan una pérdida para el estado. Para evitar estas diferencias se planteó estrategias enfocadas a mejorar el trabajo, evitar errores e implementación de equipos. Por último se planteó las conclusiones y recomendaciones finales a las que se llegó con el desarrollo del proyecto.

## **ABSTRACT**

The present investigation aims to determine the differences in oil production supervised by the Agency for Regulation and Control Hydrocarbon (ARCH) and production reported by field and the economic impact produced in the assets of the regional Sucumbíos, 2014. To meet this goal was necessary to perform a theoretical framework to support research and to have a clear idea of all the topics covered in oil production, especially in the measurement. As a next aspect diagnosis identifying annual production volumes of crude reported and audited was carried out, which allowed to know the differences both Petroamazonas production, including blocks 7 and 18 and private enterprise. These differences found was learned that in some months are within the standard OIML R-117 that is +/- 3 while the upper most months arriving differences is 0.51%, which represents a loss to the state. To avoid these differences strategies aimed at improving the work, avoid errors and implementation of equipment was raised. Finally the final conclusions and recommendations that were reached with the project was raised.

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

A partir de 1967 se inicia la producción del petróleo, contribuyendo a la economía del Ecuador por los ingresos percibidos por la exportación de este producto. Este recurso natural ha sido importante para el desarrollo del país; pero al ser un recurso no renovable se estableció normas y políticas de extracción para un buen manejo del crudo.

Producir el petróleo se requiere realizar una serie de actividades, como es la extracción adecuada del crudo, manipulación, control y mantenimiento de equipos y la medición para evitar que estén en mal estado y la contaminación del ambiente.

Por otra parte es importante en la explotación del petróleo conocer la cantidad extraída, almacenada, transportada y entregada al lugar de fiscalización SOTE, quien se encarga de verificar la cantidad recibida aplicando métodos y procedimientos establecidos, obteniendo el volumen que a la vez depende de varios factores físicos como la temperatura, presión, fluidos. Es importante tener en cuenta esto y conocer a la hora de medición.

Existen dos tipos de medición que son utilizados en la producción de campo que son: medición estática a nivel de tanques y medición dinámica con medidores de flujo.

Con respecto a la medición estática, mide el volumen almacenado en los tanques que se encuentran en Petroamazonas, y los operarios de la misma empresa son los que se encargan de realizar la medición y además un

funcionario de la ARCH para verificar el correcto procedimiento y reporte del volumen existente.

El método dinámico utiliza dispositivos que determina el volumen del crudo en movimiento. Este método es utilizado en los lugares en donde fiscalizan el producto y utilizando un software llamado TOW/cs, para el cálculo de la cantidad de producto y almacenamiento de la información de cada reporte generado.

La medición realizada en campo y la fiscalizada del mismo producto deber guardar relación, es decir debe ser igual o con una diferencia aceptable de  $\pm 3$ , sin embargo existen casos en los que las diferencias volumétricas son mayores y por ende representan una pérdida de dinero para el estado.

Por tal motivo este trabajo se enfoca a conocer cuáles son las diferencias volumétricas de la región Sucumbíos, las causas, consecuencias, con el fin de buscar medidas que puedan disminuir tal diferencia aplicando procedimientos y cumpliendo las normas que establecen las empresas encargadas de regular la actividad petrolera que en este caso es la ARCH, de igual manera las empresas de producción sean las que asuman esa pérdida, mas no el estado.

El presente trabajo está compuesto de cuatro capítulos, dentro del capítulo I, está el problema principal que motiva para realizar esta investigación, así como la justificación y los objetivos que se quieren alcanzar.

En el capítulo II, describe el marco teórico que sirve de sustento para la investigación y además facilita entender conceptos que se utilizan dentro del mismo.

En el capítulo III, se realizó el diagnóstico, determinando la producción de campo y la fiscalizada para conocer las diferencias volumétricas y poder conocer la pérdida en dólares que se producen a causa de las diferencias.

En el capítulo IV, se detalló las estrategias para disminuir las diferencias, estas son estrategias de cumplimiento de procedimientos, así como de la inversión de nuevos equipos que se requieren para una correcta medición.

Por último se detalla las conclusiones y recomendaciones a las que se llegó con la realización del trabajo.

## **1.1 PROBLEMA**

- ¿Cuáles son los sustentos teóricos para controlar las diferencias de la producción de petróleo entre la reportada de campo y la fiscalizada en los campos establecidos para este proyecto de titulación en el distrito Amazónico?
- ¿Cuál es el propósito de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH) al comparar dichos datos?
- Cómo diagnosticar la situación actual del control de las diferencias de la producción de petróleo entre la reportada de campo y la fiscalizada de los campos establecidos para el proyecto de titulación en el distrito Amazónico.
- ¿Cómo utilizar correctamente el software TOW/cs al momento de introducir los datos y que no haya ningún margen de error en su funcionamiento?

Una vez planteadas todas las interrogantes sobre los posibles problemas cabe recalcar que este proyecto de titulación va a ser de gran ayuda para el estado ecuatoriano ya que trata de ver el valor económico que cada empresa privada deberá asumir por las pérdidas del petróleo si esto llegara

a ocurrir, así esto vendría a ser como un factor muy importante para la resolución de algunos inconvenientes en el tema de la diferencia que existe entre producción fiscalizada y producción reportada, y el porcentaje de incertidumbre que tendría este impacto para así poder analizar una buena temática para poder dar solución al problema planteado.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN**

Esta investigación tiene como finalidad tomar como una guía a las industrias petroleras establecidas en el país, debido a las diversas circunstancias que está atravesando las diferentes empresas de hidrocarburos. En general el desarrollo económico del estado está basado en la producción de los hidrocarburos, por lo tanto es importante una medición efectiva y precisa, aplicando normas internacionales y utilizando tecnologías actualizadas de medición, además es importante calcular y analizar las posibles causas por las que se dan las diferencias volumétricas entre la producción fiscalizada y la producción reportada entregada en los campos escogidos para el proyecto de titulación, también conocer cuantitativamente si las empresas operadoras están dentro de los márgenes exigidos por la ARCH.

El estudio dará recomendaciones para poder disminuir las diferencias volumétricas si fueran encontradas fuera de rango. Además esto nos permitiría reducir costos al detectar a tiempo donde ocurren las pérdidas de producción y también dar a conocer económicamente cuanto es lo que cada empresa privada debería cancelar por la diferencia de producciones calculadas así la estatal PETROAMAZONAS EP no tendría una pérdida muy cuantiosa como las que afronta en la actualidad en el distrito Amazónico.

## **1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO**

### **1.3.1 OBJETIVO GENERAL**

Determinar las diferencias de la producción de crudo fiscalizada por la agencia de regulación y control hidrocarbúfero (ARCH) y la producción reportada por campo y el impacto económico producido, en los activos de la regional Sucumbíos, año 2014.

### **1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar el levantamiento de información técnica de unidades de medida LACT y ACT, ductos (líneas), tanques de lavado, tanques de surgencia (reposo), oleoducto, calibradores en los activos de la regional Sucumbíos.
- Comparar los resultados obtenidos por el fiscalizador de la ARCH en contraste con los datos publicados en el COGNUS del software TOW.
- Conocer directamente como se realiza la fiscalización de la producción en todos los campos correspondientes a la región de Sucumbíos de la amazonia ecuatoriana.
- Conocer la normativa aplicada en el campo para la calibración, fiscalización de las facilidades a utilizar en este proyecto de titulación.
- Determinar el porcentaje de incertidumbre que existe en los instrumentos de medición del crudo de cada campo para ver la realidad de las pérdidas de crudo por las empresas que operan en la Amazonía.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 PRODUCCIÓN DE CRUDO**

Para que exista la producción del crudo se debe primero realizar una exploración y explotación de los campos, luego es posible transformar en productos mediante la refinación y petroquímica y por último se comercializa a los diferentes lugares.

La producción del petróleo es la cantidad de crudo que se extrae luego de la eliminación de impurezas y que está compuesto por una mezcla de hidrocarburos de origen natural, de densidad y viscosidad variable y de color amarillo a negro (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, 2007, pág. 144).

La producción del crudo es una actividad importante dentro de un país ya que es la primera fuente energética mundial, es por eso que se debe mantener un control y fiscalización de la producción.

#### **2.2 FISCALIZACIÓN**

La fiscalización regula las actividades hidrocarburíferas, y que se encuentran los procedimientos dentro de un reglamento al cual se le debe hacer retroactividad (Martínez, 2005, pág. 125).



Los hidrocarburos deben ser fiscalizados de acuerdo al organismo competente y a las leyes vigentes en el país; es decir los campos donde se produce se convierten en puntos de fiscalización.

Para el proceso de fiscalización se debe tener un responsable que se encarga de la fiscalización, y debe tener el conocimiento previo de todo lo que se realiza dentro de la producción, la tecnología que se dispone, cantidades para poder hacer una revisión y aprobación periódica y documentada.

### **2.2.1 TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN.**

Dentro de la industria es importante la medición para el correcto funcionamiento y la consideración del balance adecuado de materias primas o de productos finales. Si la distancia entre el punto de medición y el lugar donde se quiere la lectura de nivel es muy grande, se puede utilizar transmisores (Rojano, 2014).

Para la selección de instrumentos de medición es importante tomar en cuenta los siguientes factores: condiciones de operación, rango de medición, naturaleza del fluido que va a ser medido, el precio, precisión requerida y la validez de la tecnología para el proceso que se está estudiando (Rojano, 2014).

Los instrumentos de medición son la tecnología que se utiliza y que debe estar de acuerdo al proceso y las características que lo definen para que los niveles de incertidumbre sean adecuados para la medición fiscal.

El sistema de medición fiscal contiene al menos estos elementos:

- ✓ Elemento primario
- ✓ Parte instrumental

- ✓ Sistema de cálculo confiable y posible de generar informes.

Cuando se trata de medición de petróleo es importante tomar en cuenta las propiedades, corte de agua y gas petróleo, es por eso que los responsables de medición deben tener conocimientos sólidos y amplios de este proceso.

### **2.2.2 INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN**

Dentro de la medición es recomendable estimar la incertidumbre, basándose en la guía ISO y el resultado da valores dispersos que pueden ser atribuidos. La incertidumbre se refiere a la duda (Sáenz & Font, 2001, pág. 2).

Los sistemas de medición deben contener un nivel de incertidumbre en que se debe contar las imprecisiones de las herramientas que se utilizan, por ejemplo en casos de tanque es importante tomar en cuenta calibración, densidad y estimación de incertidumbre.

### **2.3 MEDICIÓN ESTÁTICA**

La fuerza de medida estática es la medida que gravita sobre el objeto a medir (Gerling, 1979, pág. 18).

Si la medición es manual de tanques de almacenamiento es importante tomar en cuenta estos elementos:

- Tablas de capacidad de tanques, revisadas por un inspector.
- Incertidumbre de tablas de aforo y que deben ser formuladas con la calibración de los tanques, de forma individual.
- Inseguridad en la expansión térmica de la estructura del tanque.
- Inseguridad de tablas o utilización de las ecuaciones API.

### 2.3.1 TIPOS DE TANQUES

Los tanques son estructuras que sirven para el almacenamiento de líquidos, son de tres tipos: enterrados, como las piscinas o cisternas; superficiales se encuentra sobre un terreno; y los elevados cuando se quiere elevar la presión del agua para la distribución (Harmsen, 2005).

Los tanques son objetos en donde se almacena sustancias, productos sólidos que por lo general y de acuerdo a su uso existen de diversos tamaños y adaptados a las necesidades de las empresas.

Estos tanques sirven para almacenar correctamente el petróleo para evitar pérdidas, su almacenamiento es importante ya que facilita la traspotación del crudo y aprobados, facilidad en la operatividad. Sin embargo se debe tomar en cuenta que por el contenido que disponen son flamables y por eso se debe tomar medidas de seguridad para su manipulación o trasporte, con el fin de evitar accidentes o pérdidas del producto.

Los tipos de tanques según (Corcho & Duque, 2005, pág. 362):

Según el soporte:

- ✓ Tanques enterrados
- ✓ Tanques semienterrados
- ✓ Tanques elevados

Según la forma:

- ✓ Cilíndrico horizontal a presión
- ✓ Cilíndrico vertical con techo cónico
- ✓ Cilindro vertical con membrana flotante
- ✓ Cilíndrico vertical con tapa y fondo cóncava
- ✓ Cilindro vertical con techo flotante

- ✓ Esféricos

De acuerdo al producto almacenado:

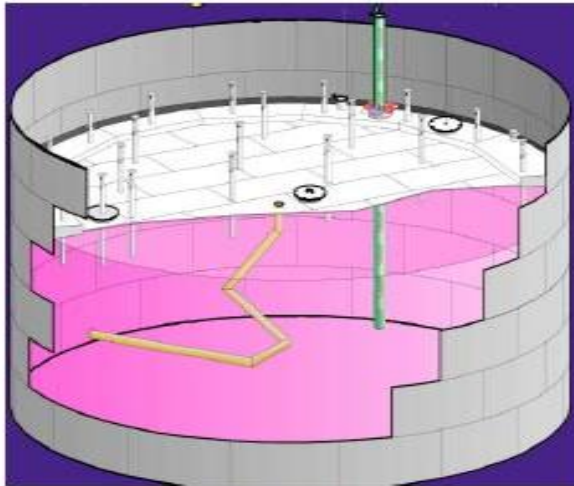
- ✓ Para crudo
- ✓ Derivados y refinados
- ✓ Gas licuado de petróleo
- ✓ Residuos

### **2.3.1.1 Tanque de techo flotante**

Tiene una membrana adherida al espejo que hace que no se forme vapor para evitar evaporaciones y daños en el ambiente. El techo además puede ser interno o externo, pero siempre debe tener un sello para su identificación.

Las ventajas del techo flotante son:

- No tiene columnas que le sostengan
- Evita perforaciones
- Es de aluminio, haciéndolo más liviano
- Es construido en el suelo, esto evita riesgos en la altura.



**Figura 1.** Tanque de techo flotante

(Habilis S.A., 2015)

### 2.3.1.2 Tanque con membrana flotante

El tanque es cerrado y tiene techo flotante que dentro de una membrana, este también disminuye pérdidas de evaporación y es mayormente utilizado para almacenar gasolina y productos similares.



**Figura 2.** Tanque con membrana flotante

(Habilis S.A., 2015)

### 2.3.1.3 Tanques de techo cónico

Son utilizados para almacenar petróleo y sus derivados con presión baja o vapores a temperatura ambiente, su construcción es con láminas de acero y soldadura hermética.



**Figura 3.** Tanque de techo cónico

(Habilis S.A., 2015)

### 2.3.1.4 Esféricos

Se construyen con láminas de acero y se sostienen con columnas que soporten el peso cuando se realiza la prueba hidráulica y tienen una escalera para acceder a la parte superior para que se realice el mantenimiento de las válvulas.



**Figura 4. Tanque esférico**

(Habilis S.A., 2015)

### 2.3.1.5 Tanque esférico a presión

Estos tanques se utilizan para almacenar el gas licuado de petróleo y para su medición se emplea equipos electrónicos.



**Figura 5. Tanque esférico a presión**

(Habilis S.A., 2015)

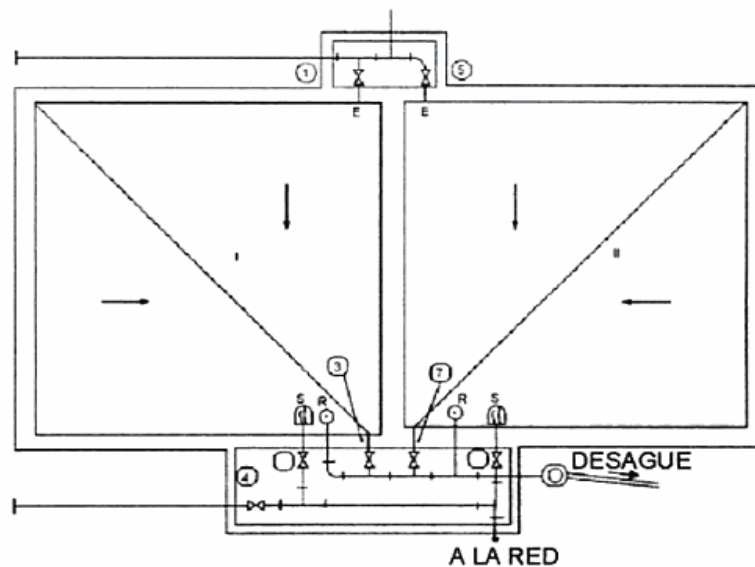
## Partes de un tanque de almacenamiento

- Boca de aforo
- Tubo de aforo
- Punto de referencia
- Altura de referencia
- Sistema de medición local

### 2.3.2 ACCESORIOS COMPLEMENTARIOS

- Tubería de llegada al tanque

Debe tener una válvula situada antes de la entrada del tanque y para situaciones de emergencia un by-pass, en caso de ser un tanque de doble compartimiento, se debe hacer notar que cada uno tiene válvulas, por eso se debe mantener una distancia considerable (Corcho & Duque, 2005).



**Figura 6.** Tanque esférico

(Corcho & Duque, 2005)



### ➤ **Tubería de salida**

Debe tener el mismo diámetro de la tubería de salida con la que conduce al tanque de red, y si el tanque es de compartimiento es necesaria la colocación de una válvula y si es de doble compartimiento se requiere colocar dos válvulas (Corcho & Duque, 2005).

Es importante identificar bien el tipo de tanque que se está utilizando para que se adecúe correctamente las tuberías y la respectiva válvula para que se tenga seguro el producto y evitar pérdidas.

### **2.3.3 TIPOS DE MEDICIÓN ESTÁTICA**

#### **Medición a fondo o directa**

Cuando se realiza la medición directa es posible obtener una precisión de la instalación de una sonda de temperatura y de dos transmisores de presión de muy alta exactitud. Si es el caso de tanques cerrados a presión, es importante que se use un tercer transmisor con el fin de que se pueda medir la presión en la parte superior del tanque (Creus, 2011).

Es decir en los tanques miden directamente la altura mediante una cinta de medición que inicia desde cero en el fondo del tanque hasta la altura libre del líquido.

El procedimiento que se emplea en la medición a fondo es el siguiente:

- Ubicar eléctricamente la cinta.
- Llevar la cinta hasta casi al fondo.
- Deslizar hasta que toque el plato de la medición.
- Tomar lectura, ésta debe coincidir con la altura de referencia

- Mantener un tiempo prudente para que se produzca el corte en la cinta.
- Recoger cinta y registrar lectura.

### ***Útiles de medida directa***

Al efectuar la medición, aparece en su escala indicado directamente el valor de la magnitud que se ha medido (Domínguez, 2008).

Los útiles de medida directa que se utilizan frecuentemente:

- Regla graduada
- Regla
- Metro o flexómetro
- Micrómetro
- Goniómetro
- Calibre

### **Medición a vacío o indirecta**

Aquí se mide con un útil para luego comparar con una pieza y verificar (Domínguez, 2008).

Es decir determina la altura que tiene el vacío dentro del tanque hasta la tapa, esa diferencia será la medida del líquido dentro del tanque, por esta razón la medida no es directa.

El procedimiento para realizar esta medición es la siguiente:

- Ubicar eléctricamente la cinta.
- Poner la cinta hasta que toque el líquido.
- Esperar hasta que deje de oscilar la plomada.
- Bajar de 5 a 8 cm más, hasta que coincida con el punto de referencia.
- Registrar lectura.

- Recoger cinta y registrar.

## **2.4 MEDICIÓN DINÁMICA**

La medida dinámica se origina cuando se aplica el palpador de un comprador sobre el objeto a medir. La medida dinámica es mayor que la estática y puede falsear el valor medido (Gerling, 1979, pág. 18).

Dentro de la medición dinámica se debe considerar varios parámetros si se utiliza medidores de flujo, ya que si se ignora la vida útil resulta corta.

La medición de flujo requiere:

- Tipo de fluido
- Perfil de flujo
- Pérdida de presión
- Tamaño de línea

La medición dinámica además se requiere tomar los siguientes aspectos:

- Incertidumbre del medidor de flujo a las condiciones de operación.
- Incertidumbre en las mediciones de temperatura.
- Incertidumbre en las mediciones de la presión.
- Incertidumbre en las tablas o ecuaciones API utilizadas para el cálculo de los Factores volumétricos.

### **2.4.1 EQUIPO DE TRASFERENCIA AUTOMÁTICA DE PRODUCTOS EN CUSTODIA – UNIDAD LACT**

LACT es un equipo que sirve para medir la cantidad y calidad de un hidrocarburo es estado líquido, está compuesto de componentes y tuberías que se colocan en un patín. Esta unidad servirá para tener datos precisos y

de forma automática transferir los datos y la custodia del petróleo (Naranjo & Albán, 2006, pág. 8).

Este equipo como se menciona la utilidad y los beneficios que tiene para una correcta custodia de petróleo es importante tener dentro de una empresa dedicada a la extracción de petróleo puesto que facilita el trabajo y se obtiene resultados eficientes y reales que permiten mejorar los procesos operativos y administrativos.



**Figura 7.** Unidad LACT

(TMC S.R.L., 2015)

Estas unidades además tienen los siguientes complementos: dispositivos para determinar temperatura y presión, medidor volumétrico, dispositivos para garantizar el cumplimiento de las especificaciones pactadas.

### **2.4.1.1 Componentes de una unidad LACT**

De acuerdo con (Granada, Buitrago, Claro, De la Hoz, & Álvarez, 2013) los componentes son los siguientes:

- **Medidores**

Dispone de varios medidores pequeños para que no existan mayores fallas de medición, puesto que si uno se daña los demás están en correcto funcionamiento. Los medidores que se utilizan son de tipo turbina, helicoidal, coriolis, o ultrasónico.

Dependiendo del uso que se le quiera dar existen diferentes medidores y para el producto que se quiera medir.

- **Filtros**

Estos filtros son de tipo canasta en línea y deben estar equipados con válvulas de drenaje, expulsor de aire, tapas de apertura y transmisores.

- **Conexiones del probador**

Las unidades LACT disponen de conexiones que se utilizan para alinear el probador y que sirven para el proceso de calibración.

- **Bridas**

Ayuda a que se de mantenimiento a la unidad LACT y debe estar acorde al trabajo que se realiza, por ello existen diferentes rangos de presión que se pueden elegir de acuerdo a las especificaciones de trabajo.

- **Desaireadores**

Este componente permite remover la fase gaseosa de los líquidos, de esta forma previene daños en el medidor.

- **Mezcladores para homogenizar el fluido**

Estos sirven para tener una mezcla uniforme del líquido que se encuentra en el equipo.

- **Sistemas de muestreo**

Son sondas que permiten tomar muestras y las mantiene almacenadas hasta poder llevarlas al laboratorio.

- **Monitor de agua**

Su instalación debe garantizar que el producto tenga homogeneidad, su función es detectar el agua si está por encima del límite establecido se envía una señal para que aplique un tratamiento.

- **Medidor de densidad**

Mide la densidad del fluido en tiempo real.

- **Válvulas**

**Bloqueo y purga:** Son utilizadas para evitar que pase el líquido, hacia otro lugar.

**Desvío de tres vías:** Es utilizado cuando el corte de agua no cumple con las especificaciones y por ello regresa el petróleo al tanque.

**Cheque:** Es utilizado para que ninguna cantidad de fluido salga de los brazos de la unidad.

**Bloqueo:** Se utiliza para comprobar la suspensión del flujo.

**Alivio térmico:** Es instalado para evitar sobrepresión por expansión térmica del producto que puede ocasionar daños de la unidad.

**Válvulas de contrapresión:** Mantienen contrapresión sobre el líquido.

- **Actuadores de válvulas**

Indican la posición de la válvula, estos pueden ser eléctricos, neumáticos, hidráulicos o manuales.

- **Venteos**

Son aquellos que permiten aliviar el aire y gas situado en los puntos más altos de la unidad y en los filtros.

- **Patín de fabricación estructural**

Este debe ser de acero estructural y contiene agarres para levantar, con el fin de ser movilizad.

- **Trasmisores e indicadores**

Estos se deben instalar en termopozos si son de temperatura; en caso de ser de presión se instalan con válvula de bloqueo.

- **Clasificación de áreas eléctricas**

Establecen el tipo de encerramiento que cada equipo e instrumentotiene que cumplir.

- **Probador de medidores**

Son una parte que integra a la unidad y dependiendo de las características y el uso que se le dé existen diferentes tipos de probadores.

- **Panel de control de la unidad LACT.**

Este contiene un computador de flujo, el cual permite procesar las señales de control de equipos asociados.

## **2.5 TANQUES DE LAVADO**

El tanque de lavado se utiliza para la refinación de petróleo, allí se realiza una destilación fraccionada que separa los hidrocarburos, al aplicar la presión y el calor y mediante tratamiento químico poder quitar las impurezas (Nemerow & Dasgupta, 1998).

El crudo tiene agua y es posible su separación con la gravedad dentro del tanque de lavado. Es importante realizar un tratamiento previo en el crudo cuando se producen emulsiones.

Existen dos tipos de tratamientos para la deshidratación del petróleo:

- Tratamiento termo químico, esto se realiza cuando el petróleo es pesado.
- Tratamiento químico y reposo, cuando el petróleo es liviano.

## **2.6 TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Estos tanques son de tipo cilíndrico cuya finalidad es recibir el producto de los tanques de lavado y almacenarlo para bombearlo si cumple con las especificaciones, caso contrario debe ser devuelto a los calentadores.

Es importante definir que para cada proceso se tenga el tipo de tanque adecuado, con el fin de que tenga un buen funcionamiento y se pueda tener un control de cada proceso que se realiza con el crudo.



## **2.7 OLEODUCTO**

Los oleoductos son tuberías con grandes extensiones y en general con acceso extenso restringido y están construidas con tuberías de acero, con diámetros entre 200 y 500 mm, y con extensiones que llegan a centenas de kilómetros utilizados en el transporte de petróleo y sus derivados (Valderrama, 1998, pág. 172).

Los oleoductos son medios para transportar el petróleo, y tienen una distancia considerable, es recomendable que estos se construyan dentro de la tierra para evitar riesgos de derrame y contaminación del ambiente en mayor grado y accidentes de los trabajadores.

## **2.8 METODOLOGÍA DE CALIBRACIÓN**

Por calibración se entiende a las operaciones que relacionan los valores indicados en los sistemas de medición y los que se conoce en la medición, estos se deben representar en una unidad de medida (Castells, 2012, pág. 1186).

La metodología que se utiliza en la calibración de equipos son:

- Medidores de nivel
- Medidor de presión
- Medidor de temperatura
- Medidor de corte de agua
- Sistema de inventario

### **2.8.1 CALIBRACIÓN DE MEDIDORES**

La calibración permite compara datos originales con el volumen de un dispositivo que se llama probador, esto se realiza para verificar si los datos son correctos.

Pueden ser los probadores:

- Verificadores de volumen pequeño o compactos.
- Depósitos volumétricos
- Dispositivos de desplazamiento mecánico.

## **2.9 MARCO LEGAL**

Según la (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014)“la fiscalización y determinación de cantidad y calidad del petróleo, entregado por las Operadoras y Compañías Productoras o Contratistas, se aplicarán al menos los siguientes procedimientos para la transferencia de custodia, o aquellos de mayor precisión con tecnología de vanguardia, que se ajusten a las características del hidrocarburo.”Las normas que se aplican son las siguientes:

- Norma API MPMS Capítulo 3 Sección 1<sup>a</sup>: Procedimiento Estándar para la medición manual de petróleo y productos de petróleo. Es utilizado en la transferencia de custodia de la producción temprana de un campo o bloque; en caso de medición manual se aplica Norma API MPMS Capítulo 7 y el muestreo manual según la Norma API MPMS Capítulo 8 Sección 1.
- Norma API MPMS Capítulo 3 Sección 1B: Medición automatizada en tanques estacionarios.

- Norma API MPMS Capítulo 4: Sistemas de Probadores.
- Norma API MPMS Capítulo 5: instalación y funcionamiento de medidores, accesorios y equipos auxiliares recomendados por estándares internacionales para la medición fiscal.
- Norma API MPMS Capítulos 6 Sección 1 y Sección 2: Sistemas Automáticos de Transferencia de Custodia.
- Norma API MPMS Capítulo 7: Medición de temperatura.
- Norma API MPMS Capítulo 8 Sección 2: Muestreo automático de hidrocarburos.
- Norma API MPMS Capítulo 8 Sección 3. Mezcla y manejo de muestras líquidas.
- Norma API MPMS Capítulo 4: determina factor de Medidor de caudal.
- Norma API MPMS Capítulos 6 Sección 1 y Sección 2: Sistemas Automáticos de Transferencia de Custodia.

## **CAPÍTULO III**

Este capítulo sirve como diagnóstico de la situación actual, que permite determinar las causas del problema presente, esta información se utiliza de base para buscar la solución a la diferencia de la producción reportada de campo con la fiscalizada, en la regional Sucumbíos.

### **3.1 REGISTRO DE VOLUMEN DE CRUDO PRODUCIDO Y TRANSFERIDO**

La empresa Petroamazonas, utiliza la medición estática y dinámica, la estática es aplicada en los tanques de lavado y surgencia o reposo y la medición dinámica en los centros de medición con los equipos LACT, estos datos se registra en el reporte diario, a cargo de los Supervisores de campo y luego es aprobado por el Superintendente de Operaciones.

#### **3.1.1 VOLUMEN DE CRUDO REPORTADO DE CAMPO Y TRANSFERIDO**

##### **3.1.1.1 Producción Reportada de campo**

En la producción reportada de campo se utiliza equipos y tanques separadores de prueba, en donde ingresa el crudo para separar tanto el agua como el gas, además de ser cuantificados con el uso de un medidor adecuado.

Para determinar el volumen del petróleo de cada uno de los pozos por hora y día, es necesario conocer las características de los mismos, y pasar por el

separador dentro de cada estación, esto puede durar entre 6.8 y 12 horas (Petroamazonas EP, 2013).

El pozo se debe analizar haciendo una prueba que dura 6.8 y 12 horas, esto depende de la necesidad que se tenga y a las condiciones de cada pozo, esto permite determinar el volumen de producción que tendrá en un pozo específico. El mismo tratamiento se aplica para todos los pozos.

El departamento de Ingeniería es el encargado de solicitar que se realice las pruebas y de receptor los resultados, a fin de verificar si existen situaciones fuera de lo permitido y tomar acciones inmediatas para que el crudo sea tratado correctamente.

El reporte de producción de campo se obtiene con el cálculo del reporte obtenido de cada uno de los pozos, más los restantes que ya se tiene el resultado, y eso es el volumen total del campo o producción reportada de campo.

### **3.1.1.2 Producción Fiscalizada**

La producción fiscalizada debe ser presentada a diario a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, así lo menciona (Arboleda, 2004) en el acuerdo ministerial 389:

“La empresa responsable del petróleo crudo es la Operadora del Sistema de Oleoductos Operados por PETROECUADOR después de ser medido el crudo en las unidades LACT en los respectivos centros de fiscalización y entrega en Lago Agrio y/o desde los puntos de inyección a la línea principal del Sistema de Oleoductos.”

Dentro de la fiscalización existe una empresa denominada RODA, cuya función es ser responsable del petróleo crudo dentro de cada uno de los

centros de fiscalización, para luego mezclar el producto de todos los usuarios de la empresa. La responsabilidad de esta empresa termina cuando pasa a las unidades LACT, o cuando receptan las plantas refinadas petroquímicas e industriales de Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).

La fiscalización debe ser aprobada por el Ministerio de Recursos no renovables, basándose en la normativa legal y vigente y una relación semejante entre cantidad mínima de mediciones y los puntos de medición.

Para la fiscalización se debe seguir varios procedimientos que se encuentran acreditados por organismos oficiales con el fin que se aplique como un esquema y pueda garantizar exactitud en el proceso, y con los equipos necesarios.

Estos procedimientos se los debe registrar con el fin de presentar un reporte diario en las estaciones, tanto en la medición dinámica como la estática.

Para determinar el volumen fiscalizado se aplica la siguiente fórmula:

$$V_F = \Sigma V_{medio} \pm \Sigma \text{Existencia en tanques} \quad \text{Ec [ 1]}$$

### **3.1.2 VOLUMEN DE CRUDO DEL SECTOR DE SUCUMBÍOS**

En el año 2014, la producción de crudo de Ecuador fue de 203,1 millones de barriles, lo que se puede observar un incremento de producción de los años anteriores. Únicamente Petroamazonas tuvo una producción de 131,8 barriles.

**Tabla 1.** Producción Nacional de petróleo

Año	Producción empresas públicas				Producción Cías. Privadas	Total Producción Nacional
	EPPetroecuador	Petroamazonas	Operadora Río Napo	TOTAL MBPA	Compañías Privadas	
2009	63.60	36.20	3.00	102.80	74.90	177.70
2010	49.60	42.20	18.50	110.30	67.10	177.40
2011	55.30	57.20	18.10	130.60	52.00	182.60
2012	58.30	54.30	21.10	133.70	50.70	184.40
2013	-	119.20	25.70	144.90	47.20	192.10
2014	-	131.80	26.20	158.00	45.10	203.10

(Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014)

**Tabla 2.** Stock de tanques en Sucumbíos

<b>STOCK DE TANQUES</b>	
MES	SUCUMBÍOS Bppd
ENERO	760
FEBRERO	8 628
MARZO	-13 537
ABRIL	7 656
MAYO	-15 966
JUNIO	25 607
JULIO	-17 554
AGOSTO	-12 515
SEPTIEMBRE	4 944
OCTUBRE	10 872
NOVIEMBRE	2 810
DICIEMBRE	1 016
<b>TOTAL</b>	<b>2 723</b>

(Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014)

El stock de tanques para el almacenamiento del petróleo en Sucumbíos en el año 2014 fue de 2 723.29 barriles de petróleo por día. En los meses de marzo, mayo, julio y agosto se registra valores negativos debido a que todo el stock fue utilizado y se necesitó más de lo que se dispone.

### 3.1.2.1 Producción de campo

En cuanto a la producción promedio diaria por campo de Petroamazonas, en Sucumbíos en el año 2014 es de 154.633,80 barriles, este valor fue mayor al que se obtuvo durante el año 2013.

**Tabla 3.** Producción promedio diaria por campo de PetroamazonasEP.

<b>Año</b>	<b>Barriles de petróleo por día bppd</b>
2008	64 810
2009	99 132
2010	113 605
2011	156 252
2012	148 608
2013	325 390
2014	362 861

(PETROAMAZONAS EP, 2014)

### 3.1.2.2 Producción fiscalizada

La producción nacional fiscalizada de petróleo de Petroamazonas es de 362.86 barriles diarios, en general se puede observar que existe un crecimiento constante a lo largo de los años analizados.

**Tabla 4.** Producción nacional fiscalizada de petróleo por empresas

<b>Bloques</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Cuyabeno	8 067.74	20 504.26	22 478.68	22 351.97	2 386.88	25 284.65
Lago agrio	9 000.50	12 061.96	12 003.16	10 198.37	9 888.59	10 404.06
Libertador	31 763.31	19 397.79	17 574.55	18 937.01	17 997.24	19 142.98
Shushufindi	43 508.27	46 196.94	46 167.98	51 985.99	54 785.92	69 540.47
<b>TOTAL</b>	<b>92 339.82</b>	<b>98 160.95</b>	<b>98 224.37</b>	<b>103 473.34</b>	<b>85 058.63</b>	<b>124 372.16</b>

(Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014)



La producción diaria de campo y fiscalizada de Petroamazonas del año 2014 se encuentra en el (anexo 1).

### **3.2 DETERMINACIÓN DE LAS DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN REPORTADA DE CAMPO VS LA FISCALIZADA**

Para la fiscalización se recibe el crudo de las operadoras, debido a que se encuentran ubicados en Lago Agrio.

En cuanto a la fiscalización se utiliza la medición de tanques y tablas de calibración para ello la empresa Petroamazonas utiliza lo siguiente:

- **Elementos de medición**
  - Cintas de medición
  - Plomadas de medición
  - Pastas de medición de agua libre
- **Métodos de medición de tanques**
  - Medición directa
  - Medición indirecta o al vacío
  - Medición de agua libre
  - Medición de sedimentos en el fondo del tanque
- **Tablas de aforo de los tanques**
  - Altura de referencia
  - Temperatura de cálculo
  - Diámetro
  - Método de aforo
  - Fecha de calibración
  - Nombre de la persona que elaboró el aforo
  - Nombre de la persona que revisó la tabla de aforo

- Firma del que validó la tabla de aforo

## Equipos de medición

- **Cintas de medición**

Las cintas de medición son metálicas con graduaciones y números en una de sus caras para facilitar su lectura, estas son utilizadas para medición directa e indirecta. Debe estar graduada en m, cm y mm con una precisión de 0.32 cm por cada 30.8 m a 60° F (15.56° C).

**Tabla 5.** Especificaciones cintas de medición

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

(Proasem Ltda., 2006)

- **Plomadas de medición**

Las plomadas son dispositivos de medición, de forma cilíndrica, cuadrada o rectangular.

**Tabla 6.**Especificaciones plomadas de medición

Especificaciones	Descripción
Material	Resistente a la corrosión
Longitud	Plomadas cónicas de 6 a 12 pulgadas; tipo barra de 18 pulgadas como mínimo
Diámetro	1 pulgada (2.54cm)
Peso	56.8 grs (20 onza)
Orificio y ojo	Integrado a la plomada, preferiblemente reforzado para evitar desgaste
Punta	Cónica y resistente para evitar deterioros al contacto con otros metales
Escala	Con mediciones de al menos 1/8 de pulgadas (3 175 mm), precisión hasta 0.8 mm y con un cero correspondiente en la punta de la plomada o barra

(Proasem Ltda., 2006)

- **Cinta para Medición a Vacío**

Esta tiene el “cero “de la escala en el gancho de unión entre la cinta y la plomada. La escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia y para la plomada en forma descendente desde el mismo punto, la plomada debe tener forma rectangular.

- **Cinta para Medición a Fondo**

Esta cinta tiene el “Cero” en la punta de la escala de la plomada, la cual hace parte de la cinta, es decir, que la escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia de la plomada, la plomada debe tener forma cilíndrica terminada en un cono.

- **Pastas de medición de agua libre**

Las pastas de medición de agua libre son aquellas que tienen la propiedad de ser afectadas por el agua y no por el aceite; dejando de esta manera una marca visible en la cinta al cambiar de color.

**Tabla 7.** Especificaciones plomadas me medición

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

(Proasem Ltda., 2006)

### **3.2.1 CRUDO RECEPTADO VS CRUDO FISCALIZADO EN UNIDAD LACT**

El petróleo que se produce en los campos petroleros es registrado en el mismo sitio y enviado a la empresa Petroamazonas, quien es la encargada de enviar a las unidades LACT para que realicen la fiscalización del producto.

La empresa RODA es la que se encarga de la fiscalización del producto y además la transporta hasta la estación central por medio del SOTE.

Para determinar la diferencia entre la producción fiscalizada y de campo de Petroamazonas se utiliza las siguientes ecuaciones:

$$\Sigma E = \Sigma R$$

**Ec [ 2 ]**

#### **Supuestos:**

- Fluido incompresible
- No existe presencia de gas
- No existe cambio de estado
- Transporte sin pérdidas
- Fluido ideal

Producción de campo = Totalizador de Flujo +/-  $\Delta V$

$$\Delta V = V_{\text{Hoy}} - V_{\text{Ayer}} \quad \text{Ec [ 3]}$$

Producción de campo = Producción Fiscalizada

$$\Sigma E + \Delta V = \Sigma R + \Delta V \quad \text{Ec [ 4]}$$

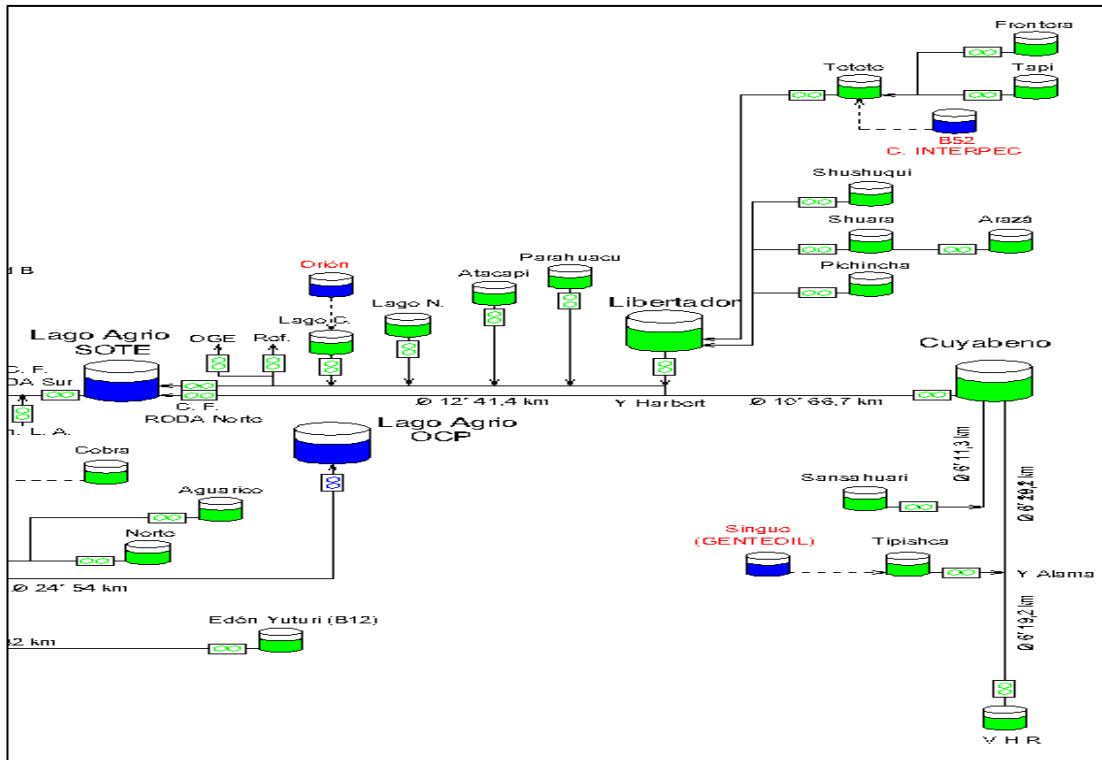
**Metodología para la estimación de la diferencia entre producción fiscalizada y reportada de campo**

$$\begin{aligned} & \Sigma \text{PAM1} + \Delta V1 + \Sigma \text{PAM2} + \Sigma \text{PRI} + \Delta V2 - \Sigma \text{ENT} + \Sigma \text{ENT} \\ & = \Sigma R + \Delta V1 \end{aligned} \quad \text{Ec [ 5]}$$

$$\begin{aligned} \text{Diferencia} = & (\Sigma R + \Delta V1) - (\Sigma \text{PAM1} + \Delta V1 + \Sigma \text{PAM2} + \Sigma \text{PRI} \\ & + \Delta V2 - \Sigma \text{ENT} + \Sigma \text{ENT}) \end{aligned} \quad \text{Ec [ 6]}$$

**3.2.1.1 Balance del crudo bombeado Sucumbíos (recepción petróleo empresas privadas, bombeo LACT).**

Para la determinación del balance y diferencias entre el volumen reportado en el campo y la fiscalizada, se dispone de información registrada en las unidades LACT de Sucumbíos, igualmente de los reportes de campo.



**Figura 8.** Centro de medición y fiscalización Lago Agrio  
(Red de Oleoductos del distrito Amazónico RODA)

Para el cálculo de la diferencia volumétrica se utiliza las siguientes ecuaciones:

$$\text{Diferencia} = (\Sigma R + \Delta V1) - (\Sigma PAM1 + \Delta V1 + \Sigma PAM2 + \Sigma PRI + \Delta V2 - \Sigma ENT + \Sigma ENT) \quad \text{Ec [ 7 ]}$$

$$\text{Diferencia} = (\Sigma R - \Sigma PRI - \Sigma PAM2 + \Delta V1 - \Delta V2 + \Sigma ENT - \Sigma ENT) - (\Sigma PAM1 + \Delta V1) \quad \text{Ec [ 8 ]}$$

$$\text{Diferencia} = (\Sigma R - \Sigma PRI + \Delta V1 - \Delta V2 + \Sigma ENT - \Sigma ENT) - (\Sigma PAM1 + \Delta V1 + \Sigma PAM2) \quad \text{Ec [ 9 ]}$$

$$\text{Diferencia} = (\Sigma R + \Delta V1 - \Delta V2 + \Sigma ENT - \Sigma ENT) - (\Sigma PAM1 + \Delta V1 + \Sigma PAM2 + \Sigma PRI) \quad \text{Ec [10]}$$

La ecuación de porcentaje de diferencia es:

$$\% \text{ Diferencia} = [\text{diferencia} / \text{valor real}] * 100 \quad \text{Ec [11]}$$

$$\% \text{ Diferencia1} = [\text{Diferencia} / (\Sigma R + \Delta V1 - \Sigma PRI - \Sigma PAM2 - \Delta V2 + \Sigma ENT - \Sigma ENT)] * 100$$

$$\% \text{ Diferencia2} = [\text{Diferencia} / (\Sigma R + \Delta V1 - \Sigma PRI - \Delta V2 + \Sigma ENT - \Sigma ENT)] * 100$$

$$\% \text{ Diferencia3} = [\text{Diferencia} / (\Sigma R + \Delta V1 - \Delta V2 + \Sigma ENT - \Sigma ENT)] * 100$$

Con estas fórmulas se aplica al mes de diciembre de 2014 (tabla 21) en el que consta la producción anual fiscalizada y de campo, la producción que incluye los bloques B7 y B18, así como de las empresas privadas.

**Datos:**

Entregado al SOTE = 10 690 778.28 Unidades

PAM como Cía. Privada (B 7 + 18) = 1 628 067.53 Unidades

Cías. Privadas = 3 738 263.28 Unidades

Entregas (Refinerías, Generación, OCP) = 1 460 881.82 Unidades

Variación volumen en tks = 40 567.08 Unidades

Producción de campo (campos ex PEC, sin B 7 y 18) = 6 860 885.36 Unidades

Aplicación de la ecuación [8]

$$\text{Diferencia} = (\Sigma\text{SOTE} - \Sigma\text{PRI} - \Sigma\text{PAM2} + \Delta\text{V1} - \Delta\text{V2} + \Sigma\text{ENT}) - (\Sigma\text{PAM1} + \Delta\text{V1})$$

$$\text{Diferencia} = (10\,690\,778.28 - 3\,738\,263.28 - 1\,628\,067.53 + 40\,567.08 + 1\,460\,881.82) - (6\,860\,885.36)$$

$$\text{Diferencia} = -34\,989.39$$

Aplicación de la ecuación [11]

$$\% \text{ Diferencia1} = [\text{Diferencia} / (\Sigma\text{SOTE} - \Sigma\text{PRI} - \Sigma\text{PAM2} + \Delta\text{V1} - \Delta\text{V2} + \Sigma\text{ENT})] * 100$$

$$\% \text{ Diferencia1} = [-34\,989.39 / (10\,690\,778.28 - 3\,738\,263.28 - 1\,628\,067.53 + 40\,567.08 + 1\,460\,881.82)] * 100$$

$$\% \text{ Diferencia1} = -0.51 \text{ (Procedimiento actual)}$$

$$\% \text{ Diferencia2} = [\text{Diferencia} / (\Sigma\text{SOTE} - \Sigma\text{PRI} + \Delta\text{V1} - \Delta\text{V2} + \Sigma\text{ENT})] * 100$$

$$\% \text{ Diferencia 2} = [-34\,989.39 / (10\,690\,778.28 - 3\,738\,263.28 + 40\,567.08 + 1\,460\,881.82)] * 100$$

$$\% \text{ Diferencia 2} = -0.41$$

$$\% \text{ Diferencia3} = [\text{Diferencia} / (\Sigma\text{SOTE} + \Delta\text{V1} - \Delta\text{V2} + \Sigma\text{ENT})] * 100$$

$$\% \text{ Diferencia 3} = [-34\,989.39 / (10\,690\,778.28 + 40\,567.08 + 1\,460\,881.82)] * 100$$

$$\% \text{ Diferencia3} = -0.29$$

Para el año 2014 se realiza el cálculo de las diferencias volumétricas, en la cual se obtuvo lo siguiente:

**Datos:**

Entregado al SOTE = 127 454 401.57Unidades

PAM como Cía. Privada (B 7 + 18) = 19 039 218.34Unidades

Cías. Privadas = 37 835 113.23Unidades

Entregas (Refinerías, Generación, OCP) = 12 974 175.48Unidades



Variación volumen en tks = -41 773.71Unidades

Producción de campo (campos ex PEC, sin B 7 y 18) =  
78 408 424.89Unidades

Aplicación de la ecuación [8]

**Diferencia =  $(\Sigma\text{SOTE} - \Sigma\text{PRI} - \Sigma\text{PAM2} + \Delta\text{V1} - \Delta\text{V2} + \Sigma\text{ENT}) - (\Sigma\text{PAM1} + \Delta\text{V1})$**

Diferencia =  $(127\ 454\ 401.57 - 37\ 835\ 113.23 - 19\ 039\ 218.34 + (-41\ 773.71) + 12\ 974\ 175.48) - (78\ 408\ 424.89)$

**Diferencia = 5 073 421.90**

Aplicación de la ecuación [11]

**% Diferencia1 =  $[\text{Diferencia} / (\Sigma\text{SOTE} - \Sigma\text{PRI} - \Sigma\text{PAM2} + \Delta\text{V1} - \Delta\text{V2} + \Sigma\text{ENT})] * 100$**

% Diferencia1 =  $[5\ 104\ 046.88 / (127\ 454\ 401.57 - 37\ 835\ 113.23 - 19\ 039\ 218.34 + (-41\ 773.71) + 12\ 974\ 175.48)] * 100$

**% Diferencia1 = 6.08 (Procedimiento actual)**

**% Diferencia2 =  $[\text{Diferencia} / (\Sigma\text{SOTE} - \Sigma\text{PRI} + \Delta\text{V1} - \Delta\text{V2} + \Sigma\text{ENT})] * 100$**

% Diferencia 2 =  $[5\ 104\ 046.88 / (127\ 454\ 401.57 - 37\ 835\ 113.23 + (-41\ 773.71) + 12\ 974\ 175.48)] * 100$

**% Diferencia2 = 4.95**

**% Diferencia3 =  $[\text{Diferencia} / (\Sigma\text{SOTE} + \Delta\text{V1} - \Delta\text{V2} + \Sigma\text{ENT})] * 100$**

% Diferencia 3 =  $[5\ 104\ 046.88 / (127\ 454\ 401.57 + (-41\ 773.71) + 12\ 974\ 175.48)] * 100$

**% Diferencia3 = 3.61**

Las diferencia obtenida en el año 2014 es de 5 073 421.90 barriles de petróleo anuales, de esto se determinó una diferencia de la ex petrolera del 6.08%, de igual manera la diferencia del bloque 7 y el bloque 18 que se registro es de del 4.95%. La diferencia registrada de las empresas privadas es de 3.61%.

Esto refleja que las empresas que tienen menor diferencia son las empresas privadas, esto puede ser debido a que al ser privadas tienen más inversión en los equipos y tecnología para medir el crudo y de igual manera para controlar que no exista pérdidas en el traslado a fiscalización o errores humanos.

**Tabla 8. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo PetroamazonasEP.**

DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS			
RESUMÉN 2014			
AREAS	MEDIDORES (1)	FISCALIZADO SURORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
		<b>104 423 590.25</b>	
Shushufindi	Entregas Refineria Amazonas	7 193 792.71	<b>31 018 582.99</b>
	Recibido crudo reducido	-2 283 340.04	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)	1 996 825.20	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	5 920 239.65	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	-1 648.42	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	5 595.22	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refineria Lago Agrio	0.00	<b>1 732 427.68</b>
	Recibido crudo reducido+stop	-198 269.98	
	Crudo a oleoducto	-38 537.37	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	123.02	
	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-1 056 175.60	<b>24 488 427.95</b>
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-4 424 581.25	
	Fiscalizado Petrosud-Pndo	-1 945 146.40	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-913 727.82	
	Entragado de Paka Sur - C 16/17	-774 711.00	
	Fiscalizado Ismocot-Puma	-329 012.98	
	Tanques de Surgencia Area Auca	-15 057.84	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	-26 107.93	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-13 824 935.32	<b>784 221.92</b>
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-246 415.99	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-6595934.56	
	Fiscalizado SIPEC-MDC	-3 467 027.09	
	Fiscalizado SIPEC-Paraiso	-991 887.59	
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha	-26 272 991.25	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	114.14	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	-38 017.15	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>56 096 631.59</b>	<b>56 291 232.86</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SURORIENTE</b>		<b>-194 601.27</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO</b>		<b>-533.15</b>
	<b>PORCENTAJE - EXPAM</b>		<b>-0.35%</b>
		FISCALIZADO NORORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
Sucumbios *	MEDIDORES	<b>11 783 682.52</b>	<b>9 376 592.35</b>
(mas Parahuacu)	Entregas Ref. Lago Agrio	341 081.94	
	Fiscalizado Consorcio Interpeck	-343 761.37	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secoya	42 383.37	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	-7 950.80	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	-977.65	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>11 814 581.03</b>	<b>11 109 020.03</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS</b>		<b>705 561.00</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>1 933.04</b>
	<b>PORCENTAJE - SUCUMBIOS</b>		<b>5.97%</b>
Cuyabeno **	MEDIDORES	<b>11 247 128.80</b>	<b>11 008 172.00</b>
(mas Guanta)	Crudo Combustible Generacion VHR	30 624.98	
	Fiscalizado Singüe-DGC	-1 052 252.57	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	-6 638.55	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	18 167.27	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>10 237 029.93</b>	<b>11 008 172.00</b>
	<b>DIFERENCIAS MES CUYABENO</b>		<b>-771 142.07</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-2 112.72</b>
	<b>PORCENTAJE - CUYABENO</b>		<b>-7.53%</b>
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>22 051 610.96</b>	<b>22 117 192.03</b>
	<b>DIFERENCIAS MES NORORIENTE</b>		<b>-65 581.07</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-179.67</b>
	<b>PORCENTAJE</b>		<b>-0.30%</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>78 148 242.55</b>	<b>78 408 424.89</b>
	<b>DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS</b>		<b>-260 182.34</b>
	<b>DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS</b>		<b>-712.83</b>
	<b>DIFERENCIAS PORCENTAJE</b>		<b>-0.33%</b>
		<b>Perdida en dolares basado en el ultimo mes</b>	<b>\$ 10 407 293.60</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

**Tabla 9. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido bloque 7 y bloque 18. Resumen 2014**

DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS			
RESUMÉN 2014			
		FISCALIZADO SURORIENTE	PRODUCCION DE CAMPOS
		Bls. Nts	Bls. Nts
AREAS	MEDIDORES (1)	104 423 590,25	
Shushufindi	Entregas Refinería Amazonas	7 193 792,71	31 018 582,99
	Recibido crudo reducido	-2 283 340,04	
	Recibido Gasolina Natural	0,00	
	Recibido Gasolina Base	0,00	
	Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)	1 996 825,20	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	5 920 239,65	
	Entregas Diluyente YPF	0,00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0,00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0,00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0,00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	-1 648,42	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	5 595,22	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refinería Lago Agrio	0,00	1 732 427,68
	Recibido crudo reducido+slop	-198 269,98	
	Crudo a oleoducto	-38 537,37	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	123,02	
	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-1 056 175,60	24 488 427,95
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-4 424 581,25	
	Fiscalizado Petrosud-Pindo	-1 945 146,40	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-913 727,82	
	Entragado de Paka Sur - C 16/17	-774 711,00	
	Fiscalizado Ismocot-Puma	-329 012,98	
	Tanques de Surgencia Area Auca	-15 057,84	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	-26 107,93	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-12 682 922,33	784 221,92
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-228 322,73	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-6127973,28	
	Fiscalizado SIFEC-MDC	-3 467 027,09	
	Fiscalizado SIFEC-Paraiso	-991 887,59	
	Fiscalizado P.A.M.-OSO 09 x Pata	0,00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha	-26 272 991,25	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	114,14	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	-38 017,15	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>57 724 699,12</b>	<b>56 291 232,86</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SURORIENTE</b>		<b>1 433 466,26</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO</b>		<b>3 927,30</b>
	<b>PORCENTAJE - EXPAM</b>		<b>2,48%</b>
		FISCALIZADO NORORIENTE	PRODUCCION DE CAMPOS
		Bls. Nts	Bls. Nts
Sucumbios * (mas Parahuacu)	MEDIDORES	11 783 682,52	9 376 592,35
	Entregas Ref. Lago Agrio	341 081,94	
	Fiscalizado Consorcio Interpeck	-343 761,37	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0,00	
	Crudo Combustible Generacion Secoya	42 383,37	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	-7 950,80	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	-977,65	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>11 814 581,03</b>	<b>11 109 020,03</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS</b>		<b>705 561,00</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>1 933,04</b>
	<b>PORCENTAJE - SUCUMBIOS</b>		<b>5,97%</b>
Cuyabeno ** (mas Guanta)	MEDIDORES	11 247 128,80	11 008 172,00
	Crudo Combustible Generacion VHR	30 624,98	
	Fiscalizado Singüe-DGC	-1 052 252,57	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	-6 638,55	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	18 167,27	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>10 237 029,93</b>	<b>11 008 172,00</b>
	<b>DIFERENCIAS MES CUYABENO</b>		<b>-771 142,07</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-2 112,72</b>
	<b>PORCENTAJE - CUYABENO</b>		<b>-7,53%</b>
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>22 051 610,96</b>	<b>22 117 192,03</b>
	<b>DIFERENCIAS MES NORORIENTE</b>		<b>-65 581,07</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-179,67</b>
	<b>PORCENTAJE</b>		<b>-0,30%</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>79 776 310,08</b>	<b>78 408 424,89</b>
	<b>DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS</b>		<b>1 367 885,19</b>
	<b>DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS</b>		<b>3 747,63</b>
	<b>DIFERENCIAS PORCENTAJE</b>		<b>1,71%</b>
		<b>Pérdida en dolares promedio anual</b>	<b>-\$ 119 430 055,94</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

**Tabla 10. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – enero 2014**

DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS			
ENERO 2014			
		FISCALIZADO SURORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
AREAS	MEDIDORES (1)	9 350 890.33	
Shushufindi	Entregas Refinería Amazonas	588 230.54	2 556 687.95
	Recibido crudo reducido	-198 832.21	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	Fiscalizado Shushufindi (al OCP)	229 771.88	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	-337.06	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	-2 010.18	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refinería Lago Agrio	0.00	113 957.08
	Recibido crudo reducido+slop	-18 782.28	
	Crudo a oleoducto	-3 572.95	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	-223.33	
Auca	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-92 793.22	2 087 081.86
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-385 564.75	
	Fiscalizado Petrosud-Pindo	-178 011.06	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-71 140.30	
	Entregado de Paka Sur - C 16/17	-76 061.00	
	Fiscalizado Ismocol-Puma	-30 792.23	
	Tanques de Surgencia Area Auca	-6 315.41	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	-37 024.95	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-1 253 813.92	68 099.82
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-22 662.17	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-518 263.61	
	Fiscalizado SIPEC-MDC	-302 407.26	
	Fiscalizado SIPEC-Paraiso	-65 695.55	
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha	-2 173 751.57	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	17.70	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	-43 344.83	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>4 687 733.94</b>	<b>4 711 869.63</b>
	DIFERENCIAS MES SURORIENTE		-24 135.69
	DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO		-778.57
	PORCENTAJE - EXPAM		-0.51%
		FISCALIZADO NORORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
Sucumbios * (mas Parahuacu)	MEDIDORES	787 253.09	711 288.04
	Entregas Ref. Lago Agrio	31 520.08	
	Fiscalizado Consorcio Interpeck	-2 133.71	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secoaya	3 526.60	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	477.31	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	4 967.63	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>825 387.67</b>	<b>825 245.12</b>
	DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS		142.55
	DIFERENCIAS PROMEDIO DIA		4.60
	PORCENTAJE - SUCUMBIOS		0.02%
Cuyabeno ** (mas Guanta)	MEDIDORES	945 717.96	886 132.70
	Crudo Combustible Generacion VHR	2 900.35	
	Fiscalizado Singüe-DGC	-60 713.48	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	-1 183.59	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	-3 277.74	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>883 443.50</b>	<b>886 132.70</b>
	DIFERENCIAS MES CUYABENO		-2 689.20
	DIFERENCIAS PROMEDIO DIA		-86.75
	PORCENTAJE - CUYABENO		-0.30%
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>1 708 831.17</b>	<b>1 711 377.82</b>
	DIFERENCIAS MES NORORIENTE		-2 546.65
	DIFERENCIAS PROMEDIO DIA		-82.15
	PORCENTAJE		-0.15%
	<b>TOTALES</b>	<b>6 396 565.11</b>	<b>6 423 247.45</b>
	DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS		-26 682.34
	DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS		-860.72
	DIFERENCIAS PORCENTAJE		-0.42%
		<b>Pérdida en dolares</b>	<b>\$ 2 465 448.22</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

**Tabla 11. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – febrero 2014**

<b>DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS</b>			
<b>FEBRERO 2014</b>			
AREAS	MEDIDORES (1)	FISCALIZADO SURORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
		<b>8 032 798.93</b>	
Shushufindi	Entregas Refinería Amazonas	565 876.99	<b>2 260 995.07</b>
	Recibido crudo reducido	-183 420.75	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)	75 684.74	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	395475.45	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	118.42	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	2 306.10	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refinería Lago Agrio	0.00	<b>102 565.41</b>
	Recibido crudo reducido+slop	-16 683.74	
	Crudo a oleoducto	-3 012.66	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	-464.62	
Auca	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-81 270.55	<b>1 870 736.68</b>
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-340 581.08	
	Fiscalizado Petrosud-Pindo	-162 055.38	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-63 230.25	
	Entragado de Paka Sur - C 16/17	-66 830.00	
	Fiscalizado Ismocol-Puma	-26 224.82	
	Tanques de Surgencia Area Auca	-4 518.03	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	23 398.42	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-1 150 112.49	<b>61 450.68</b>
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-20 315.44	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-481 235.01	
	Fiscalizado SIPEC-MDC	-276 538.86	
	Fiscalizado SIPEC-Paraiso	-61 468.65	
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha	-1 969 781.17	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	147.74	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	-9 385.47	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>4 179 142.44</b>	<b>4 193 182.43</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SURORIENTE</b>		<b>-14 039.99</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO</b>		<b>-452.90</b>
	<b>PORCENTAJE - EXPAM</b>		<b>-0.34%</b>
		FISCALIZADO NORORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
Sucumbios * (mas Parahuacu)	MEDIDORES	<b>777 099.55</b>	<b>698 278.32</b>
	Entregas Ref. Lago Agrio	28 500.02	
	Fiscalizado Consorcio Interpeck	-2 058.68	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secooya	2 669.90	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	-21.05	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	-4 499.33	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>801 225.79</b>	<b>800 843.73</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS</b>		<b>382.06</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>12.32</b>
	<b>PORCENTAJE - SUCUMBIOS</b>		<b>0.05%</b>
Cuyabeno ** (mas Guanta)	MEDIDORES	<b>847 094.22</b>	<b>803 159.35</b>
	Crudo Combustible Generacion VHR	2 523.77	
	Fiscalizado Singüe-DGC	-63 120.29	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	-1 496.91	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	15 109.99	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>800 110.78</b>	<b>803 159.35</b>
	<b>DIFERENCIAS MES CUYABENO</b>		<b>-3 048.57</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-98.34</b>
	<b>PORCENTAJE - CUYABENO</b>		<b>-0.38%</b>
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>1 601 336.57</b>	<b>1 604 003.08</b>
	<b>DIFERENCIAS MES NORORIENTE</b>		<b>-2 666.51</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-86.02</b>
	<b>PORCENTAJE</b>		<b>-0.17%</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>5 780 479.01</b>	<b>5 797 185.51</b>
	<b>DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS</b>		<b>-16 706.50</b>
	<b>DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS</b>		<b>-596.66</b>
	<b>DIFERENCIAS PORCENTAJE</b>		<b>-0.29%</b>
		<b>Pérdida en dolares</b>	<b>\$ 1 657 953.06</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

**Tabla 12. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – marzo 2014**

<b>DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS</b>			
<b>MARZO 2014</b>			
AREAS	MEDIDORES (1)	FISCALIZADO SURORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
		<b>8 956 294.28</b>	
Shushufindi	Entregas Refineria Amazonas	593 435.96	<b>2 546 480.51</b>
	Recibido crudo reducido	-223 202.81	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)	54 140.02	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	525800.93	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	-100.67	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	3 257.35	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refineria Lago Agrio	0.00	<b>113 645.73</b>
	Recibido crudo reducido+stop	-16 442.37	
	Crudo a oleoducto	-3 332.02	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	756.04	
Auca	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-87 630.49	<b>2 089 113.52</b>
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-358 160.05	
	Fiscalizado Petrosud-Pindo	-176 725.61	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-69 308.82	
	Entragado de Paka Sur - C 16/17	-70 261.00	
	Fiscalizado Ismocol-Puma	-29 470.29	
	Tanques de Surgencia Area Auca	19 922.60	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	-12 467.78	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-1 269 140.86	<b>67 085.25</b>
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-23 801.21	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-542 400.05	
	Fiscalizado SIPEC-MDC	-312 892.23	
	Fiscalizado SIPEC-Paraiso	-72 112.86	
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha	-2 235 286.13	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	-6.36	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	35 698.20	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>4 685 807.73</b>	<b>4 702 679.28</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SURORIENTE</b>		<b>-16 871.55</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO</b>		<b>-544.24</b>
	<b>PORCENTAJE - EXPAM</b>		<b>-0.36%</b>
		FISCALIZADO NORORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
		<b>847 220.70</b>	<b>751 910.24</b>
Sucumbios * (mas Parahuacu)	Entregas Ref. Lago Agrio	28 820.84	
	Fiscalizado Consorcio Interpeck	0.00	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secoya	2 606.70	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	-5 833.89	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	-550.93	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>873 019.46</b>	<b>865 555.97</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS</b>		<b>7 463.49</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>240.76</b>
	<b>PORCENTAJE - SUCUMBIOS</b>		<b>0.85%</b>
Cuyabeno ** (mas Guanta)	Crudo Combustible Generacion VHR	2 861.25	
	Fiscalizado Singüe-DGC	-75 421.58	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	1 667.58	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	-9 576.04	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>915 699.83</b>	<b>926 802.98</b>
	<b>DIFERENCIAS MES CUYABENO</b>		<b>-11 103.15</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-358.17</b>
	<b>PORCENTAJE - CUYABENO</b>		<b>-1.21%</b>
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>1 788 719.29</b>	<b>1 792 358.95</b>
	<b>DIFERENCIAS MES NORORIENTE</b>		<b>-3 639.66</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-117.41</b>
	<b>PORCENTAJE</b>		<b>-0.20%</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>6 474 527.02</b>	<b>6 495 038.23</b>
	<b>DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS</b>		<b>-20 511.21</b>
	<b>DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS</b>		<b>-661.65</b>
	<b>DIFERENCIAS PORCENTAJE</b>		<b>-0.32%</b>
	<b>Pérdida en dolares</b>		<b>\$ 2 004 150.33</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarbúfero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

**Tabla 13. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – abril 2014**

<b>DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS</b>			
<b>ABRIL 2014</b>			
AREAS	MEDIDORES (1)	FISCALIZADO SURORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
		<b>8 838 212.19</b>	
Shushufindi	Entregas Refineria Amazonas	574 074.52	<b>2 559 444.27</b>
	Recibido crudo reducido	-216 988.49	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)	176 332.78	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	421328.55	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	-1 440.06	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	-4 120.00	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refineria Lago Agrio	0.00	<b>114 426.75</b>
	Recibido crudo reducido+slop	-13 089.72	
	Crudo a oleoducto	-2 585.16	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	-92.91	
Auca	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-85 327.67	<b>2 025 495.15</b>
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-363 860.95	
	Fiscalizado Petrosud-Pindo	-167 142.66	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-64 895.15	
	Entragado de Paka Sur - C 16/17	-67 442.00	
	Fiscalizado Ismocol-Puma	-29 445.65	
	Tanques de Surgencia Area Auca	-19 270.06	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	-7 879.95	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-1 172 276.23	<b>59 940.57</b>
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-21 806.43	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-627 204.28	
	Fiscalizado SIPEC-MDC	-292 736.89	
	Fiscalizado SIPEC-Paraiso	-81 311.67	
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha	-2 135 348.86	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	-77.84	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	-17 733.93	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>4 617 964.39</b>	<b>4 644 879.99</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SURORIENTE</b>		<b>-26 915.60</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO</b>		<b>-897.19</b>
	<b>PORCENTAJE - EXPAM</b>		<b>-0.58%</b>
		FISCALIZADO NORORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
Sucumbios *	MEDIDORES	<b>876 930.92</b>	<b>729 747.98</b>
(mas Parahuacu)	Entregas Ref. Lago Agrio	21 850.32	
	Fiscalizado Consorcio Interpeck	0.00	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secoya	2 822.36	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	-1 005.72	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	35.60	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>900 540.57</b>	<b>844 174.73</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS</b>		<b>56 365.84</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>1 878.86</b>
	<b>PORCENTAJE - SUCUMBIOS</b>		<b>6.26%</b>
Cuyabeno **	MEDIDORES	<b>925 725.93</b>	<b>920 840.44</b>
(mas Guanta)	Crudo Combustible Generacion VHR	2 962.74	
	Fiscalizado Singtie-DGC	-76 466.08	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	1 472.48	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	7 247.00	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>860 942.07</b>	<b>920 840.44</b>
	<b>DIFERENCIAS MES CUYABENO</b>		<b>-59 898.37</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-1 996.61</b>
	<b>PORCENTAJE - CUYABENO</b>		<b>-6.96%</b>
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>1 761 482.64</b>	<b>1 765 015.17</b>
	<b>DIFERENCIAS MES NORORIENTE</b>		<b>-3 532.53</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-113.95</b>
	<b>PORCENTAJE</b>		<b>-0.20%</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>6 379 447.03</b>	<b>6 409 895.16</b>
	<b>DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS</b>		<b>-30 448.13</b>
	<b>DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS</b>		<b>-1 014.94</b>
	<b>DIFERENCIAS PORCENTAJE</b>		<b>-0.48%</b>
	<b>Pérdida en dolares</b>		<b>\$ 3 022 889.99</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)



**Tabla 14. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – mayo 2014**

<b>DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS</b>			
<b>MAYO 2014</b>			
AREAS	MEDIDORES (1)	FISCALIZADO SURORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
		<b>8 831 683.80</b>	
Shushufindi	Entregas Refineria Amazonas	634 007.12	2 590 520.64
	<b>Recibido crudo reducido</b>	<b>-230 991.71</b>	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	<b>Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)</b>	<b>230 991.71</b>	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	437317.34	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	963.19	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	-1 845.55	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refineria Lago Agrio	0.00	117 654.65
	Recibido crudo reducido+slop	-18 674.80	
	Crudo a oleoducto	-3 359.79	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	-73.00	
Auca	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-92 745.77	2 023 888.68
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-391 583.06	
	Fiscalizado Petrosud-Pndo	-169 496.51	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-67 224.74	
	Entragado de Paka Sur - C 16/17	-66 365.00	
	Fiscalizado Ismocot-Puma	-31 468.53	
	Tanques de Surgencia Area Auca	1 541.11	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	195.73	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-1 175 905.81	67 358.05
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-24 340.95	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-621 875.13	
	Fiscalizado SIPEC-MDC	-292 246.01	
	Fiscalizado SIPEC-Paraiso	-86 747.77	
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha	-2 187 589.20	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	10.55	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	-20 099.67	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>4 654 150.55</b>	<b>4 681 767.37</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SURORIENTE</b>		<b>-27 616.82</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO</b>		<b>-920.56</b>
	<b>PORCENTAJE - EXPAM</b>		<b>-0.59%</b>
		FISCALIZADO NORORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
Sucumbios * (mas Parahuacu)	MEDIDORES	<b>948 511.96</b>	<b>788 371.94</b>
	Entregas Ref. Lago Agrio	32 167.31	
	Fiscalizado Consorcio Interpeck	-13 200.93	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secoya	3 549.91	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	940.96	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	969.86	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>972 866.07</b>	<b>906 026.59</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS</b>		<b>66 839.48</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>2 156.11</b>
	<b>PORCENTAJE - SUCUMBIOS</b>		<b>6.87%</b>
Cuyabeno ** (mas Guanta)	MEDIDORES	<b>948 360.50</b>	<b>928 638.94</b>
	Crudo Combustible Generacion VHR	3 136.61	
	Fiscalizado Singüe-DGC	-76 685.14	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	-2 466.75	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	-15 336.83	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>857 008.39</b>	<b>928 638.94</b>
	<b>DIFERENCIAS MES CUYABENO</b>		<b>-71 630.55</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-2 310.66</b>
	<b>PORCENTAJE - CUYABENO</b>		<b>-8.36%</b>
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>1 829 874.46</b>	<b>1 834 665.53</b>
	<b>DIFERENCIAS MES NORORIENTE</b>		<b>-4 791.07</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-154.55</b>
	<b>PORCENTAJE</b>		<b>-0.26%</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>6 484 025.01</b>	<b>6 516 432.90</b>
	<b>DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS</b>		<b>-32 407.89</b>
	<b>DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS</b>		<b>-1 045.42</b>
	<b>DIFERENCIAS PORCENTAJE</b>		<b>-0.50%</b>
		<b>Pérdida en dolares</b>	<b>\$ 3 181 806.99</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

**Tabla 15. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – junio 2014**

<b>DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS</b>			
<b>JUNIO 2014</b>			
AREAS	MEDIDORES (1)	FISCALIZADO SURORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
		<b>8 584 574.22</b>	
Shushufindi	Entregas Refineria Amazonas	596 335.13	<b>2 508 737.86</b>
	Recibido crudo reducido	-207 147.00	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)	207 147.00	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	386 179.76	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	-601.17	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	449.66	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refineria Lago Agrio	0.00	<b>114 104.92</b>
	Recibido crudo reducido+stlop	-18 528.67	
	Crudo a oleoducto	-3 281.79	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	-131.91	
Auca	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-93 014.37	<b>1 961 517.39</b>
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-365 610.34	
	Fiscalizado Petrosud-Pindo	-164 222.42	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-67 257.82	
	Entragado de Paka Sur - C 16/17	-63 044.00	
	Fiscalizado Ismocol-Puma	-26 626.32	
	Tanques de Surgencia Area Auca	-13 570.18	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	4 018.81	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-1 084 720.20	<b>58 814.60</b>
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-21 014.01	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-638 979.13	
	Fiscalizado SIPEC-MDC	-282 097.86	
	Fiscalizado SIPEC-Paraiso	-82 501.91	
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha	-2 130 556.30	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	8.46	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	15 503.81	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>4 531 443.36</b>	<b>4 529 069.85</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SURORIENTE</b>		<b>2 373.51</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO</b>		<b>79.12</b>
	<b>PORCENTAJE - EXPAM</b>		<b>0.05%</b>
		FISCALIZADO NORORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
Sucumbios *	MEDIDORES	<b>942 966.88</b>	<b>763 754.73</b>
(mas Parahuacu)	Entregas Ref. Lago Agrio	30 828.80	
	Fiscalizado Consorcio Interpeck	-22 757.01	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secoya	3 122.19	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	-3 102.71	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	8 831.13	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>959 757.37</b>	<b>877 859.65</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS</b>		<b>81 897.72</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>2 729.92</b>
	<b>PORCENTAJE - SUCUMBIOS</b>		<b>8.53%</b>
Cuyabeno **	MEDIDORES	<b>891 991.23</b>	<b>925 096.19</b>
(mas Guanta)	Crudo Combustible Generacion VHR	2 788.35	
	Fiscalizado Singüe-DGC	-75 312.13	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	3 454.20	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	16 556.55	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>839 478.20</b>	<b>925 096.19</b>
	<b>DIFERENCIAS MES CUYABENO</b>		<b>-85 617.99</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-2 853.93</b>
	<b>PORCENTAJE - CUYABENO</b>		<b>-10.20%</b>
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>1 799 235.57</b>	<b>1 802 955.84</b>
	<b>DIFERENCIAS MES NORORIENTE</b>		<b>-3 720.27</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-124.01</b>
	<b>PORCENTAJE</b>		<b>-0.21%</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>6 330 678.93</b>	<b>6 332 025.69</b>
	<b>DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS</b>		<b>-1 346.76</b>
	<b>DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS</b>		<b>-44.89</b>
	<b>DIFERENCIAS PORCENTAJE</b>		<b>-0.02%</b>
	<b>Pérdida en dolares</b>		<b>\$ 136 009.29</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

**Tabla 16. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – julio 2014**

<b>DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS</b>			
<b>JULIO 2014</b>			
AREAS	MEDIDORES (1)	FISCALIZADO SURORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
		<b>8 700 065.57</b>	
Shushufindi	Entregas Refinería Amazonas	598 673.28	<b>2 660 382.49</b>
	Recibido crudo reducido	-203 712.95	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)	203 712.95	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	737 001.99	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	-2 250.11	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	1 216.56	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refinería Lago Agrio	0.00	116 018.66
	Recibido crudo reducido+slp	-17 645.03	
	Crudo a oleoducto	-3 513.74	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	326.66	
Auca	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-92 784.74	2 116 200.64
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-370 413.20	
	Fiscalizado Petrosud-Pindo	-165 508.99	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-66 331.95	
	Entragado de Paka Sur - C 16/17	-64 449.00	
	Fiscalizado Ismocol-Puma	-26 941.31	
	Tanques de Surgencia Area Auca	16 136.91	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	-5 258.73	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-1 127 473.74	<b>63 412.03</b>
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-22 031.17	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-621 811.39	
	Fiscalizado SIPEC-MDC	-296 515.61	
	Fiscalizado SIPEC-Paraiso	-84 047.33	
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha	-2 239 050.32	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	3.46	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	-15 403.82	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>4 831 667.59</b>	<b>4 839 995.16</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SURORIENTE</b>		<b>-8 327.57</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO</b>		<b>-268.63</b>
	<b>PORCENTAJE - EXPAM</b>		<b>-0.17%</b>
		FISCALIZADO NORORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
Sucumbios * (mas Parahuacu)	MEDIDORES	<b>1 030 101.41</b>	<b>833 418.18</b>
	Entregas Ref. Lago Agrio	30 762.59	
	Fiscalizado Consorcio Interpeck	-23 937.68	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secoya	6 164.54	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	-3 236.46	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	-5 937.43	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>1 034 243.63</b>	<b>949 436.84</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS</b>		<b>84 806.79</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>2 735.70</b>
	<b>PORCENTAJE - SUCUMBIOS</b>		<b>8.20%</b>
Cuyabeno ** (mas Guanta)	MEDIDORES	<b>971 577.48</b>	<b>973 631.15</b>
	Crudo Combustible Generacion VHR	2 899.56	
	Fiscalizado Singüe-DGC	-86 155.96	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	-4 283.53	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	-4 422.92	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>879 614.63</b>	<b>973 631.15</b>
	<b>DIFERENCIAS MES CUYABENO</b>		<b>-94 016.52</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-3 032.79</b>
	<b>PORCENTAJE - CUYABENO</b>		<b>-10.69%</b>
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>1 913 858.26</b>	<b>1 923 067.99</b>
	<b>DIFERENCIAS MES NORORIENTE</b>		<b>-9 209.73</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-306.99</b>
	<b>PORCENTAJE</b>		<b>-0.48%</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>6 745 525.85</b>	<b>6 763 063.15</b>
	<b>DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS</b>		<b>-17 537.30</b>
	<b>DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS</b>		<b>-565.72</b>
	<b>DIFERENCIAS PORCENTAJE</b>		<b>-0.26%</b>
		<b>Pérdida en dolares</b>	<b>\$ 1 651 312.17</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarbúfero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

**Tabla 17. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – agosto 2014**

<b>DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS</b>			
<b>AGOSTO 2014</b>			
		FISCALIZADO SURORIENTE	PRODUCCION DE CAMPOS
		Bls. Nts	Bls. Nts
<b>AREAS</b>	<b>MEDIDORES (1)</b>	<b>8 705 756.49</b>	
Shushufindi	Entregas Refinería Amazonas	627 364.60	<b>2 674 275.79</b>
	Recibido crudo reducido	-202 756.46	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)	202 756.46	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	651 004.98	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	-1 212.74	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	1 231.39	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refinería Lago Agrio	0.00	<b>196 588.91</b>
	Recibido crudo reducido+slop	-17 590.29	
	Crudo a oleoducto	-3 864.08	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	921.28	
Auca	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-92 581.12	<b>2 069 937.39</b>
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-365 197.10	
	Fiscalizado Petrosud-Pindo	-157 719.12	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-65 628.37	
	Entregado de Paka Sur - C 16/17	-63 202.00	
	Fiscalizado Ismoco-Puma	-29 000.94	
	Tanques de Surgencia Area Auca	1 037.97	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	-716.02	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-1 187 042.05	66 005.69
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-18 641.87	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-577740.83	
	Fiscalizado SIFEC-MDC	-289 208.51	
	Fiscalizado SIFEC-Paraiso	-88 233.68	
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAFO-Sacha	-2 234 060.30	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	-30.55	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	555.44	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>4 795 281.30</b>	<b>4 810 218.87</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SURORIENTE</b>		<b>-14 937.57</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO</b>		<b>-481.86</b>
	<b>PORCENTAJE - EXPAM</b>		<b>-0.31%</b>
		FISCALIZADO NORORIENTE	PRODUCCION DE CAMPOS
		Bls. Nts	Bls. Nts
Sucumbios * (mas Parahuacu)	<b>MEDIDORES</b>	<b>1 076 824.76</b>	<b>841 255.72</b>
	Entregas Ref. Lago Agrio	31 658.75	
	Fiscalizado Consorcio Interpeck	-26 435.25	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secoya	5 476.76	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	-3 412.73	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	-4 847.46	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>1 080 186.11</b>	<b>1 037 844.63</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS</b>		<b>42 341.48</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>1 365.85</b>
	<b>PORCENTAJE - SUCUMBIOS</b>		<b>3.92%</b>
Cuyabeno ** (mas Guanta)	<b>MEDIDORES</b>	<b>993 977.53</b>	<b>945 229.53</b>
	Crudo Combustible Generacion VHR	3 003.61	
	Fiscalizado Singüe-DGC	-93 287.79	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	-1 218.16	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	-3 957.69	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>898 517.50</b>	<b>945 229.53</b>
	<b>DIFERENCIAS MES CUYABENO</b>		<b>-46 712.03</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-1 506.84</b>
	<b>PORCENTAJE - CUYABENO</b>		<b>-5.20%</b>
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>1 978 703.61</b>	<b>1 983 074.16</b>
	<b>DIFERENCIAS MES NORORIENTE</b>		<b>-4 370.55</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-140.99</b>
	<b>PORCENTAJE</b>		<b>-0.22%</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>6 773 984.91</b>	<b>6 793 293.03</b>
	<b>DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS</b>		<b>-19 308.12</b>
	<b>DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS</b>		<b>-622.84</b>
	<b>DIFERENCIAS PORCENTAJE</b>		<b>-0.29%</b>
	<b>Pérdida en dolares</b>		<b>\$ 1 700 272.84</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

**Tabla 18. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – septiembre 2014**

<b>DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS</b>			
<b>SEPTIEMBRE 2014</b>			
		FISCALIZADO SURORIENTE	PRODUCCION DE CAMPOS
		Bls. Nts	Bls. Nts
AREAS	MEDIDORES (1)	<b>8 526 033.93</b>	
Shushufindi	Entregas Refineria Amazonas	604 113.88	<b>2 543 907.96</b>
	Recibido crudo reducido	-182 897.02	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)	182 897.02	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	324 239.76	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	-3 361.18	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	-2 447.90	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refineria Lago Agrio	0.00	<b>175 759.67</b>
	Recibido crudo reducido+slop	-17 700.32	
	Crudo a oleoducto	-3 471.13	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	49.19	
Auca	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-78 031.01	<b>1 940 619.79</b>
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-370 346.95	
	Fiscalizado Petrosud-Findo	-153 005.08	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-55 782.44	
	Entragado de Paka Sur - C 16/17	-60 237.00	
	Fiscalizado Ismoccol-Puma	-27 386.70	
	Tanques de Surgencia Area Auca	-12 218.29	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	3 447.18	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-1 071 733.74	<b>65 626.48</b>
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-16 932.51	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-517491.3	
	Fiscalizado SIPEC-MDC	-282 176.55	
	Fiscalizado SIPEC-Paraiso	-81 546.70	
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha	-2 171 543.15	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	6.64	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	-710.49	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>4 531 718.95</b>	<b>4 550 154.23</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SURORIENTE</b>		<b>-18 435.28</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO</b>		<b>-614.51</b>
	<b>PORCENTAJE - EXPAM</b>		<b>-0.41%</b>
		FISCALIZADO NORORIENTE	PRODUCCION DE CAMPOS
		Bls. Nts	Bls. Nts
Sucumbios * (mas Parahuacu)	MEDIDORES	<b>1 062 261.69</b>	<b>817 563.67</b>
	Entregas Ref. Lago Agrio	31 502.07	
	Fiscalizado Consorcio Interpeck	-25 215.44	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secoya	3 883.46	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	4 921.29	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	721.20	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>1 078 123.46</b>	<b>993 323.34</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS</b>		<b>84 800.12</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>2 826.67</b>
	<b>PORCENTAJE - SUCUMBIOS</b>		<b>7.87%</b>
Cuyabeno ** (mas Guanta)	MEDIDORES	<b>929 808.84</b>	<b>929 226.24</b>
	Crudo Combustible Generacion VHR	2 941.33	
	Fiscalizado Singüe-DGC	-90 882.72	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	917.53	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	-1 664.83	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>841 120.15</b>	<b>929 226.24</b>
	<b>DIFERENCIAS MES CUYABENO</b>		<b>-88 106.09</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-2 936.87</b>
	<b>PORCENTAJE - CUYABENO</b>		<b>-10.47%</b>
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>1 919 243.61</b>	<b>1 922 549.58</b>
	<b>DIFERENCIAS MES NORORIENTE</b>		<b>-3 305.97</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-110.20</b>
	<b>PORCENTAJE</b>		<b>-0.17%</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>6 450 962.56</b>	<b>6 472 703.81</b>
	<b>DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS</b>		<b>-21 741.25</b>
	<b>DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS</b>		<b>-724.71</b>
	<b>DIFERENCIAS PORCENTAJE</b>		<b>-0.34%</b>
		<b>Pérdida en dolares</b>	<b>\$ 1 846 701.97</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

**Tabla 19. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – octubre 2014**

<b>DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS</b>			
<b>OCTUBRE 2014</b>			
AREAS	MEDIDORES (1)	FISCALIZADO SURORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
		<b>8 741 735.05</b>	
Shushufindi	Entregas Refineria Amazonas	597 529.21	<b>2 714 625.97</b>
	Recibido crudo reducido	-170 450.40	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)	170 450.40	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	620 475.17	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	-3 355.72	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	362.29	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refineria Lago Agrio	0.00	<b>194 769.97</b>
	Recibido crudo reducido+slop	-7 319.13	
	Crudo a oleoducto	-2 350.21	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	-1 522.17	
Auca	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-84 811.66	<b>2 090 032.21</b>
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-380 410.38	
	Fiscalizado Petrosud-Pindo	-157 987.42	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-101 767.58	
	Entragado de Paka Sur - C 16/17	-61 378.00	
	Fiscalizado Ismocol-Puma	-24 303.69	
	Tanques de Surgencia Area Auca	-7 116.01	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	-6 136.53	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-1 082 486.42	<b>69 049.83</b>
	Fiscalizado P.A.M.-Amazonia Viva (recuperados)	-5 414.60	
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-18 979.39	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-504640.6	
	Fiscalizado SIPEC-MDC	-291 692.86	
	Fiscalizado SIPEC-Paraiso	-84 139.51	
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha	-2 271 251.70	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	11.93	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	202.77	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>4 864 775.01</b>	<b>4 873 708.01</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SURORIENTE</b>		<b>-8 933.00</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO</b>		<b>-288.16</b>
	<b>PORCENTAJE - EXPAM</b>		<b>-0.18%</b>
		FISCALIZADO NORORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
		<b>1 161 368.08</b>	<b>859 777.33</b>
Sucumbios * (mas Parahuacu)	Entregas Ref. Lago Agrio	13 420.04	
	Fiscalizado Consorcio Interpeck	-25 261.75	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secoya	2 253.36	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	3 021.53	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	7 333.61	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>1 160 612.70</b>	<b>1 054 547.30</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS</b>		<b>106 065.40</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>3 421.46</b>
	<b>PORCENTAJE - SUCUMBIOS</b>		<b>9.14%</b>
Cuyabeno ** (mas Guanta)	Crudo Combustible Generacion VHR	2 950.15	
	Fiscalizado Singüe-DGC	-102 146.17	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	-214.82	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	2 254.34	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>833 827.06</b>	<b>946 509.72</b>
	<b>DIFERENCIAS MES CUYABENO</b>		<b>-112 682.66</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-3 634.92</b>
	<b>PORCENTAJE - CUYABENO</b>		<b>-13.51%</b>
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>1 994 439.76</b>	<b>2 001 057.02</b>
	<b>DIFERENCIAS MES NORORIENTE</b>		<b>-6 617.26</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-213.46</b>
	<b>PORCENTAJE</b>		<b>-0.33%</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>6 859 214.77</b>	<b>6 874 765.03</b>
	<b>DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS</b>		<b>-15 550.26</b>
	<b>DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS</b>		<b>-501.62</b>
	<b>DIFERENCIAS PORCENTAJE</b>		<b>-0.23%</b>
		<b>Pérdida en dolares</b>	<b>\$ 1 153 207.01</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

**Tabla 20. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – noviembre 2014**

<b>DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS</b>			
<b>NOVIEMBRE 2014</b>			
AREAS	MEDIDORES (1)	FISCALIZADO SURORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
		<b>8 545 820.69</b>	
Shushufindi	Entregas Refineria Amazonas	592 774.41	<b>2 637 517.16</b>
	Recibido crudo reducido	-147 546.99	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)	147 546.99	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	593 349.44	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	1 130.83	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	389.17	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refineria Lago Agrio	0.00	<b>190 043.46</b>
	Recibido crudo reducido+stop	-18 582.66	
	Crudo a oleoducto	-3 128.23	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	341.62	
Auca	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-88 704.65	2 076 669.00
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-367 987.27	
	Fiscalizado Petrosud-Pindo	-148 495.15	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-111 165.07	
	Entragado de Paka Sur - C 16/17	-58 978.00	
	Fiscalizado Ismocol-Puma	-22 905.56	
	Tanques de Surgencia Area Auca	8 178.64	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	6 180.82	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-1 108 216.87	67 184.37
	Fiscalizado P.A.M.-Amazonia Viva (recuperados)	<b>-7 983.85</b>	
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-17 797.58	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-476331.95	
	Fiscalizado SIPEC-MDC	-271 896.20	
	Fiscalizado SIPEC-Paraiso	-88 788.42	
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha	-2 202 445.77	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	16.95	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	27.31	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>4 754 461.03</b>	<b>4 781 370.53</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SURORIENTE</b>		<b>-26 909.50</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO</b>		<b>-896.98</b>
	<b>PORCENTAJE - EXPAM</b>		<b>-0.57%</b>
		FISCALIZADO NORORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
Sucumbios *	MEDIDORES	<b>1 139 241.79</b>	<b>805 536.61</b>
(mas Parahuacu)	Entregas Ref. Lago Agrio	31 533.06	
	Fiscalizado Consorcio Orion B52+B54	-101 414.06	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secoya	3 090.60	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	7 012.10	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	-4 142.97	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>1 075 662.14</b>	<b>995 580.07</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS</b>		<b>80 082.07</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>2 669.40</b>
	<b>PORCENTAJE - SUCUMBIOS</b>		<b>7.44%</b>
Cuyabeno **	MEDIDORES	<b>918 571.11</b>	<b>892 938.97</b>
(mas Guanta)	Crudo Combustible Generacion VHR	1 657.26	
	Fiscalizado Singüe-DGC	-118 514.71	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	-2 654.26	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	2 253.37	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>801 312.77</b>	<b>892 938.97</b>
	<b>DIFERENCIAS MES CUYABENO</b>		<b>-91 626.20</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-3 054.21</b>
	<b>PORCENTAJE - CUYABENO</b>		<b>-11.43%</b>
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>1 876 974.91</b>	<b>1 888 519.04</b>
	<b>DIFERENCIAS MES NORORIENTE</b>		<b>-11 544.13</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-384.80</b>
	<b>PORCENTAJE</b>		<b>-0.61%</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>6 631 435.94</b>	<b>6 669 889.57</b>
	<b>DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS</b>		<b>-38 453.63</b>
	<b>DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS</b>		<b>-1 281.79</b>
	<b>DIFERENCIAS PORCENTAJE</b>		<b>-0.58%</b>
	<b>Pérdida en dolares</b>		<b>\$ 2 422 194.38</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

**Tabla 21.** Explicativo de diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – diciembre 2014 Distrito Amazónico

DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS			
DICIEMBRE 2014			
AREAS	MEDIDORES (1)	FISCALIZADO SURORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
		<b>8 609 724.77</b>	
Shushufindi	Entregas Refineria Amazonas	621 377.07	2 765 007.32
	Recibido crudo reducido	-115 393.25	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)	115 393.25	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	828 066.28	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	8 797.85	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	6 806.33	
Lago Agrío (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refineria Lago Agrío	0.00	182 892.47
	Recibido crudo reducido+slop	-17 230.97	
	Crudo a oleoducto	-3 065.61	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrío	236.17	
Auca	Fiscalizado Petrobell-Tiguino		2 137 135.64
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17+TAPIR		> 86 480.35
	Fiscalizado Petrosud-Pindo		> 364 866.12
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur		> 144 777.00
	Entragado de Paka Sur - C 16/17		> 109 995.33
	Fiscalizado Ismocol-Puma		> 56 464.00
	Tanques de Surgencia Area Auca	1 132.91	> 24 446.94
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	6 135.07	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7		70 194.55
			> 1 142 012.99
	Fiscalizado P.A.M.-Amazonia Viva (recuperados)		> 2 101.99
	Fiscalizado P.A.M.-Pata		> 467 961.28
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul		> 18 093.26
	Fiscalizado SIPEC-MDC		> 276 618.25
	Fiscalizado SIPEC-Paraiso		> 115 293.54
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha		> 2 322 326.78
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	5.46	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	16 673.53	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>10 078 422.69</b>	<b>10 103 775.34</b>
	DIFERENCIAS MES SURORIENTE		-25 352.65
	DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO		-817.83
	PORCENTAJE - EXPAM		-0.25%
		FISCALIZADO NORORIENTE Bls. Nts	PRODUCCION DE CAMPOS Bls. Nts
Sucumbios * (mas Parahuacu)	MEDIDORES	<b>1 133 901.69</b>	775 689.59
	Entregas Ref. Lago Agrío	28 518.06	
	Fiscalizado Consorcio ORION		> 101 346.86
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secoya	3 216.99	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	-7 711.43	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	-3 858.56	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>1 154 302.92</b>	<b>1 059 928.92</b>
	DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS		94 374.00
	DIFERENCIAS PROMEDIO DIA		3 044.32
	PORCENTAJE - SUCUMBIOS		8.18%
Cuyabeno ** (mas Guanta)	MEDIDORES	<b>947 151.82</b>	929 965.79
	Crudo Combustible Generacion VHR	0.00	
	Fiscalizado Singüe-DGC		> 133 546.52
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	-632.32	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	12 982.07	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>959 501.57</b>	<b>1 063 512.31</b>
	DIFERENCIAS MES CUYABENO		-104 010.74
	DIFERENCIAS PROMEDIO DIA		-3 355.19
	PORCENTAJE - CUYABENO		-10.84%
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>2 113 804.49</b>	<b>2 123 441.23</b>
	DIFERENCIAS MES NORORIENTE		-9 636.74
	DIFERENCIAS PROMEDIO DIA		-310.86
	PORCENTAJE		-0.46%
	<b>TOTALES</b>	<b>12 192 227.18</b>	<b>12 227 216.57</b>
	DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS		-34 989.39
	DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS		-1 128.69
	DIFERENCIAS PORCENTAJE		-0.29%
		<b>Pérdida en dolares</b>	<b>\$ 1 656 397.72</b>

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)



**Tabla 22. Diferencia de producción fiscalizada de petróleo vs. Producción de campo incluido empresas privadas – resumen 2014. Regional Sucumbíos**

<b>DETERMINACION DE DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCION FISCALIZADA vs. PRODUCCION DE CAMPOS</b>			
<b>RESUMÉN 2014</b>			
		FISCALIZADO SURORIENTE	PRODUCCION DE CAMPOS
		Bls. Nts	Bls. Nts
<b>AREAS</b>	<b>MEDIDORES (1)</b>	<b>104 423 590.25</b>	
Shushufindi	Entregas Refinería Amazonas	7 193 792.71	31 018 582.99
	Recibido crudo reducido	-2 283 340.04	
	Recibido Gasolina Natural	0.00	
	Recibido Gasolina Base	0.00	
	Fiscalizado Reducido Shushufindi (al OCP)	1 996 825.20	
	Fiscalizado Crudo Shushufindi (al OCP)	5 920 239.65	
	Entregas Diluyente YPF	0.00	
	Fiscalizado Limoncocha (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado CPF (al SOTE)	0.00	
	Fiscalizado SRF (al SOTE)	0.00	
	Tanques de Surgencia Area SSFD	-1 648.42	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	5 595.22	
Lago Agrio (menos Parahuacu y Guanta)	Entregas Refinería Lago Agrio	0.00	1 732 427.68
	Recibido crudo reducido+stop	-198 269.98	
	Crudo a oleoducto	-38 537.37	
	Tanques de Surgencia Area Lago Agrio	123.02	
	Fiscalizado Petrobell-Tiguino	-969 695.25	24 488 427.95
	Fiscalizado Petrooriental B14+B17	-4 059 715.13	
	Fiscalizado Petrosud-Pindo	-1 800 369.40	
	Fiscalizado Petrosud-Palanda Yuca Sur	-803 732.49	
	Entregado de Paka Sur - C 16/17	-718 247.00	
	Fiscalizado Ismocot-Puma	-304 566.04	
	Tanques de Surgencia Area Auca	-15 057.84	
	Almacenamiento tanques (1)(F-I)	-26 107.93	
Sacha	Fiscalizado P.A.M.-Coca-Payamino-Bloque 7	-12 682 922.33	784 221.92
	Fiscalizado P.A.M.-Pata	-228 322.73	
	Fiscalizado P.A.M.-Palo Azul	-6127973.28	
	Fiscalizado SIFEC-MDC	-3 190 408.84	
	Fiscalizado SIFEC-Paraiso	-876 594.05	
	Fiscalizado P.A.M.- OSO 09 x Pata	0.00	
	Fiscalizado RIO NAPO-Sacha	-23 950 664.47	
	Tanques de Almacenamiento Pucuna	114.14	
	Almacenamiento tanques (2)(F-I)	-38 017.15	
	<b>SUBTOTAL EXPAM</b>	<b>61 225 967.43</b>	<b>56 291 232.86</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SURORIENTE</b>		<b>4 934 734.57</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIARIO</b>		<b>13 519.82</b>
	<b>PORCENTAJE - EXPAM</b>		<b>8.06%</b>
		FISCALIZADO NORORIENTE	PRODUCCION DE CAMPOS
		Bls. Nts	Bls. Nts
Sucumbios *	MEDIDORES	11 783 682.52	9 376 592.35
(mas Parahuacu)	Entregas Ref. Lago Agrio	341 081.94	
	Fiscalizado Consorcio Interpeck	-242 414.51	
	Entregas Est. 1 crudo combustible	0.00	
	Crudo Combustible Generacion Secoya	42 383.37	
	Tanques de Surgencia Area Sucumbios	-7 950.80	
	Almacenamiento tanques Sucumbios (3)(F-I)	-977.65	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>11 915 927.89</b>	<b>11 109 020.03</b>
	<b>DIFERENCIAS MES SUCUMBIOS</b>		<b>806 907.86</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>2 210.71</b>
	<b>PORCENTAJE - SUCUMBIOS</b>		<b>6.77%</b>
Cuyabeno **	MEDIDORES	11 247 128.80	11 008 172.00
(mas Guanta)	Crudo Combustible Generacion VHR	30 624.98	
	Fiscalizado Singüe-DGC	-918 706.05	
	Tanques de Surgencia Area Cuyabeno	-6 638.55	
	Almacenamiento tanques Cuyabeno (2)(F-I)	18 167.27	
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>10 370 576.45</b>	<b>11 008 172.00</b>
	<b>DIFERENCIAS MES CUYABENO</b>		<b>-637 595.55</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>-1 746.84</b>
	<b>PORCENTAJE - CUYABENO</b>		<b>-6.15%</b>
	<b>SUBTOTAL NORORIENTE</b>	<b>22 286 504.34</b>	<b>22 117 192.03</b>
	<b>DIFERENCIAS MES NORORIENTE</b>		<b>169 312.31</b>
	<b>DIFERENCIAS PROMEDIO DIA</b>		<b>463.87</b>
	<b>PORCENTAJE</b>		<b>0.77%</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>83 512 471.77</b>	<b>78 408 424.89</b>
	<b>DIFERENCIAS MENSUAL BLS. NTS</b>		<b>5 104 046.88</b>
	<b>DIFERENCIAS DIARIO BLS. NTS</b>		<b>13 983.69</b>
	<b>DIFERENCIAS PORCENTAJE</b>		<b>6.11%</b>
		<b>Pérdida en dolares promedio anual</b>	<b>-\$ 445 634 333.09</b>

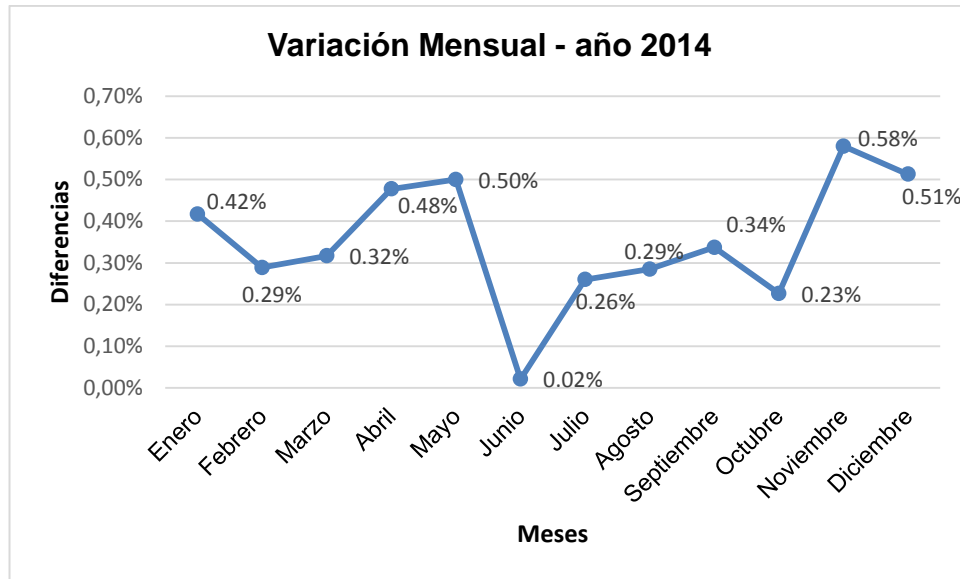
(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

A continuación se presenta una tabla resumen con los resultados de cada mes del año 2014 sin tomar en cuenta la producción del bloque 7 y bloque 18 y las empresas privadas.

**Tabla 23.** Determinación de diferencias entre producción fiscalizada vs. Producción de campo, año 2014

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Resumen
Detalle													
Producción fiscalizada	6 396 565.11	5 780 479.01	6 474 527.02	6 379 447.03	6 484 025.01	6 330 678.93	6 745 525.85	6 773 984.91	6 450 962.56	6 859 214.77	6 631 435.94	6 825 895.97	78 148 242.55
Producción reportada	6 423 247.45	5 797 185.51	6 495 038.23	6 409 895.16	6 516 432.90	6 332 025.69	6 763 063.15	6 793 293.03	6 472 703.81	6 874 765.03	6 669 889.57	6 860 885.36	78 408 424.89
Diferencia mensual BLS. NTS	-26 682.34	-16 706.50	-20 511.21	-30 448.13	-32 407.89	-1 346.76	-17 537.30	-19 308.12	-21 741.25	-15 550.26	-38 453.63	-34 989.39	-260 182.34
Diferencia diaria	-860.72	-596.66	-661.65	-1 014.94	-1 045.42	-44.89	-565.72	-622.84	-724.71	-501.62	-1 281.79	-1 128.69	-712.83
Diferencia porcentaje	0.42%	0.29%	0.32%	0.48%	0.50%	0.02%	0.26%	0.29%	0.34%	0.23%	0.58%	0.51%	0.33%

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)



**Figura 9.** Diferencia % entre producción fiscalizada vs. Producción de campo (Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero–PETROAMAZONAS EP, 2014)

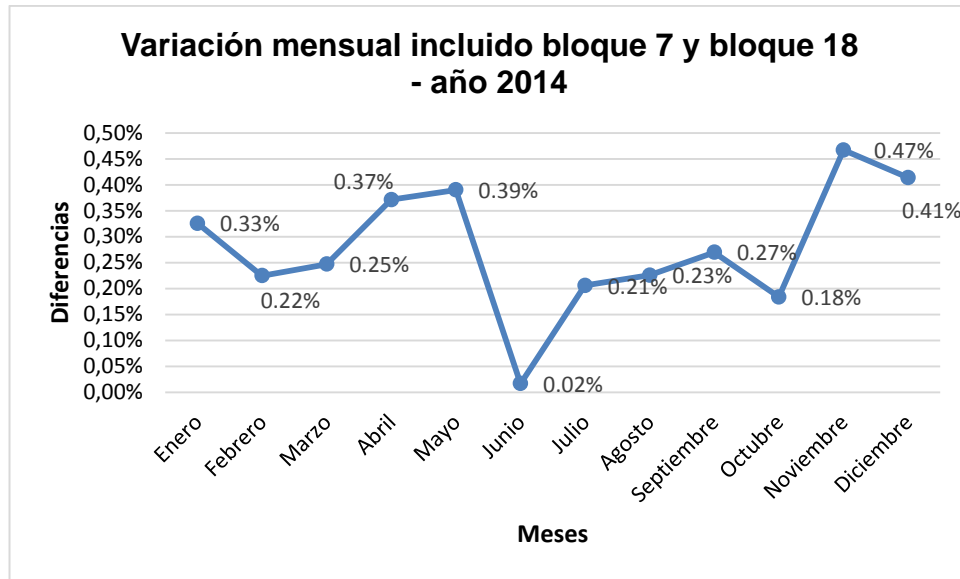
De acuerdo a la tabla y gráfico anterior, se puede observar la diferencia de la producción fiscalizada y la de campo de Petroamazonas existente en el año 2014. En todos los años los resultados de la producción fiscalizada es menor que la producción de campo. Una mayor diferencia se registra en los meses de mayo con 32 407.89 barriles, noviembre con 38 453.63 barriles y diciembre 34 989.39 barriles mensuales que representa el 0.50%, 0.58% y 0.51% respectivamente. Asimismo en el mes de junio se registra una pequeña diferencia del 0.02% que es de 1 346.76 barriles mensuales.

La siguiente tabla corresponde a la determinación de la diferencia de la producción fiscalizada y la de campo tomando en cuenta la producción del bloque 7 y el bloque 18.

**Tabla 24.** Determinación de diferencias entre producción fiscalizada vs. Producción de campo incluido producción de bloque 7 y bloque 18

Mes Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Resumen
Producción fiscalizada	8 191 304.81	7 432 141.95	8 309 869.14	8 200 733.97	8 306 146.90	8 075 392.27	8 516 842.15	8 557 409.66	8 057 120.11	8 465 321.18	8 233 782.34	8 453 963.50	98 815 528.42
Producción reportada	8 217 987.15	7 448 848.45	8 330 380.35	8 231 182.10	8 338 554.79	8 076 739.03	8 534 379.45	8 576 717.78	8 078 861.36	8 480 871.44	8 272 235.97	8 488 952.89	99 075 710.76
Diferencia mensual BLS. NTS	-26 682.34	-16 706.50	-20 511.21	-30 448.13	-32 407.89	-1 346.76	-17 537.30	-19 308.12	-21 741.25	-15 550.26	-38 453.63	-34 989.39	-260 182.34
Diferencia diaria	-73.10	-45.77	-56.20	-83.42	-88.79	-3.69	-48.05	-52.90	-59.57	-42.60	-105.35	-1 128.69	-712.83
Diferencia porcentaje	0.33%	0.22%	0.25%	0.37%	0.39%	0.02%	0.21%	0.23%	0.27%	0.18%	0.47%	0.41%	0.26%

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)



**Figura 10.** Diferencia % entre producción fiscalizada vs. Producción de campo b7 y b18  
(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

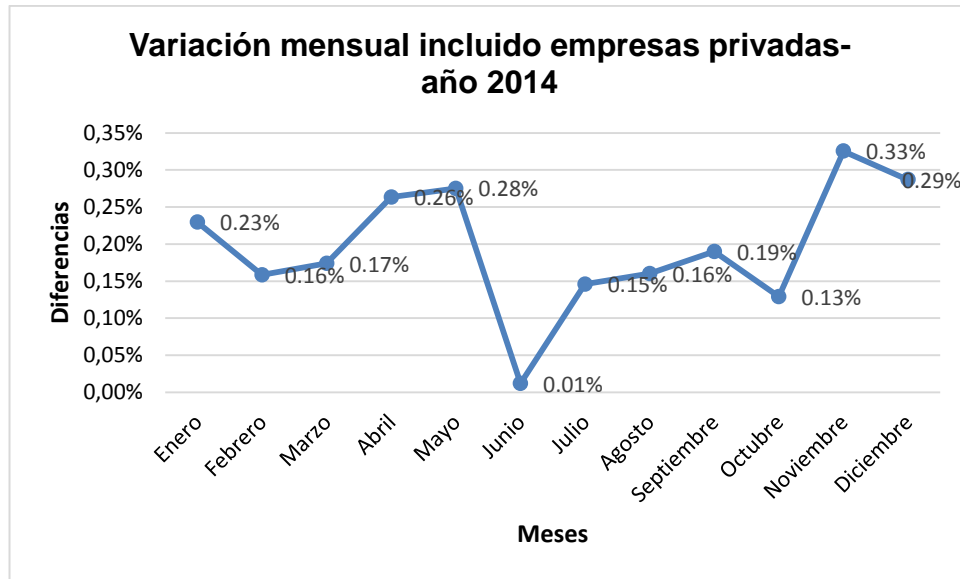
En el gráfico anterior se incluye la producción de los bloques 7 y bloque 18, el cual refleja que existe una diferencia negativa considerable del 0,26% en el año 2014, siendo el mes de noviembre y diciembre los que registran una diferencia mayor. En noviembre se tiene 38 453,63 barriles mensuales que diariamente son 105,35 barriles, lo cual quiere decir que representa el 0,47%, del mismo modo en el mes de diciembre la diferencia mensual es de 38 989,39 barriles que diariamente son 1 128,69 barriles que es el 0,41%.

La diferencia de la producción fiscalizada y la de campo tomando en cuenta la producción del bloque 7 y el bloque 18 y la producción de las empresas privadas se muestra a continuación.

**Tabla 25.** Determinación de diferencias entre producción fiscalizada vs. Producción de campo incluido producción de empresas privadas

Mes Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Resumen
Producción fiscalizada	11 630 368.9	10 545 301,68	11 797 138.20	11 564 711.55	11 781 499.56	11 448 392.75	12 032 978.24	12 061 963.84	11 453 273.85	12 050 471.90	11 815 077.20	12 192 227.18	140 386 803.34
Producción reportada	11 657 051.2	10 562 008.18	11 817 649.41	11 595 159.68	11 813 907.45	11 449 739.51	12 050 515.54	12 081 271.96	11 475 015.10	12 066 022.16	11 853 530.83	12 227 216.57	140 646 985.68
Diferencia mensual BLS. NTS	-26 682.34	-16 706.50	-20 511.21	-30 448.13	-32 407.89	-1 346.76	-17 537.30	-19 308.12	-21 741.25	-15 550.26	-38 453.63	-34 989.39	-260 182.34
Diferencia diario	-73.10	-45.77	-56.20	-83.42	-88.79	-3.69	-48.05	-52.90	-59.57	-42.60	-105.35	-1 128.69	-712.83
Diferencia porcentaje	0.23%	0.16%	0.17%	0.26%	0.28%	0.01%	0.15%	0.16%	0.19%	0.13%	0.33%	0.29%	0.19%

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)



**Figura 11.** Diferencia % entre producción fiscalizada vs. Producción de campo incluye empresas privadas  
(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)

Como se puede observar en el gráfico, durante al año 2014 se tiene una variación de las diferencias mensuales de la producción de campo y la fiscalizada incluyendo las empresas privadas. En todo el año la cantidad de producción reportada es mayor que la que se fiscaliza, tal es así que en enero de 2014 la producción reportada en el campo fue de 11 657 051.28 barriles y la fiscalizada únicamente llego a 11 630 368.94barriles siendo la diferencia de 26 682.34 barriles mensuales que representa el 0.23% y en dólares una pérdida de USD 2 465 448.22 total. Para el mes de mayo y noviembre se tuvo una diferencia de 32 407.89 y 38 453.63 barriles, que representa el 0.28% y 0.33% respectivamente.

**Tabla 26.** Determinación de diferencias entre producción fiscalizada vs. Producción de campo incluido producción de empresas privadas

.....Mes Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Resumen
Diferencia bls.Nts.	-26 682.34	-16 706.50	-20 511.21	-30 448.13	-32 407.89	-1 346.76	-17 537.30	-19 308.12	-21 741.25	-15 550.26	-38 453.63	-34 989.39	-260 182.34
% Diferencia 1	0.42%	0.29%	0.32%	0.48%	0.50%	0.02%	0.26%	0.29%	0.34%	0.23%	0.58%	0.51%	0.33%
% Diferencia 2	0.33%	0.22%	0.25%	0.37%	0.39%	0.02%	0.21%	0.23%	0.27%	0.18%	0.47%	0.41%	0.26%
% Diferencia 3	0.23%	0.16%	0.17%	0.26%	0.28%	0.01%	0.15%	0.16%	0.19%	0.13%	0.33%	0.29%	0.19%

(Agencia de Regulación Control Hidrocarburífero – PETROAMAZONAS EP, 2014)



Las diferencias que se obtuvieron de la producción de campo y la fiscalizada varían desde 0.02% hasta 0.58%, incluyendo el bloque 7 y el bloque 18 se puede observar que tales diferencias se disminuyeron proporcionalmente, llegando al 0.41% la más alta registrada en diciembre. De igual manera se puede ver que incluyendo las empresas privadas las diferencias disminuyen siendo la menor en 0.01% y la superior en 0.33% registrada en noviembre y en el mes de diciembre llegó a 0.29%.

Es decir, anualmente se tuvo un 0.33% de diferencias actuales, si se incluye el bloque 7 y el bloque 18 esa diferencia disminuye a 0.26% y con las empresas privadas llega al 0.19%, lo que refleja un decremento del 7%

Las pérdidas en el año 2014 fueron en USD 22 716 520.11.

La norma OIML R-117 establece un límite permitido de 0.3% diferencia de producción fiscalizada y producción de campo, por lo cual y de acuerdo a los resultados en noviembre supera el límite permitido en 0.33%, mientras que en los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre y diciembre se encuentran dentro del límite permitido, en 0.23%, 0.16%, 0.17%, 0.26%, 0.28%, 0.01%, 0.15%, 0.16%, 0.19%, 0.13% y 0.29% respectivamente.

El precio del petróleo con el que fue calculado el valor en dólares de pérdidas en el año 2014, fue el siguiente:

**Tabla 27.** Precio promedio del crudo ecuatoriano

<b>AÑO 2014</b>	
<b>USD por barril</b>	
<b>PERÍODO</b>	<b>CRUDO ORIENTE</b>
Enero	92.40
Febrero	99.24
Marzo	97.71
Abril	99.28
Mayo	98.18
Junio	100.99
Julio	94.16
Agosto	88.06
Septiembre	84.94
Octubre	74.16
Noviembre	62.99
Diciembre	47.34
<b>Promedio Anual</b>	<b>86.62</b>

(PETROAMAZONAS EP, 2014)

### **3.3 DIAGNÓSTICO**

Con los resultados obtenidos de las diferencias volumétricas de la producción de campo y la fiscalizada, es importante que se determinen las causas, del mismo modo conocer cuáles son las soluciones que se están aplicando actualmente para reducir las diferencias.

#### **3.3.1 FACTORES QUE AFECTAN LAS DIFERENCIAS**

Las diferencias de la producción fiscalizada y la reportada en el campo se da por la existencia de un excesivo número de pozos en el área de Sucumbíos, lo cual hace que no se tenga un control adecuado de la extracción del crudo y un seguimiento en el corte de agua.

Otro aspecto es la mala calibración de medidores, esto debido a que en ocasiones el personal no tiene la experiencia necesaria y comete errores en la calibración o en la visualización. Así como las cintas de medición que el desgaste se convierte en un factor para que no se tenga la medición exacta, no se almacenan correctamente y por ello inclusive se pierden los números o en versiones desactualizadas.

Además existe la posibilidad de que al momento de que se envíe la producción al área de fiscalización quede en los tanques donde se bombeo.

La no aplicación de las normas que se encuentran establecidas en el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, puede ser otro problema que causa las diferencias.

#### **3.3.1.1 Factores tecnológicos**

Existen equipos que son obsoletos y aun se siguen utilizando, esto hace que se incremente la posibilidad de que exista error en la medición y al no darle mantenimiento dicho error puede incrementar considerablemente.

Para determinar la cantidad de producción se mencionó que se realiza la medición estática y la medición dinámica, para cada una se utiliza equipos necesarios.

En cuanto a la medición dinámica, se utilizan medidores de flujo, transmisor de temperatura, transmisor de pulsor, cada uno y de acuerdo al fabricante tiene una precisión que varía alrededor del 0.2%.

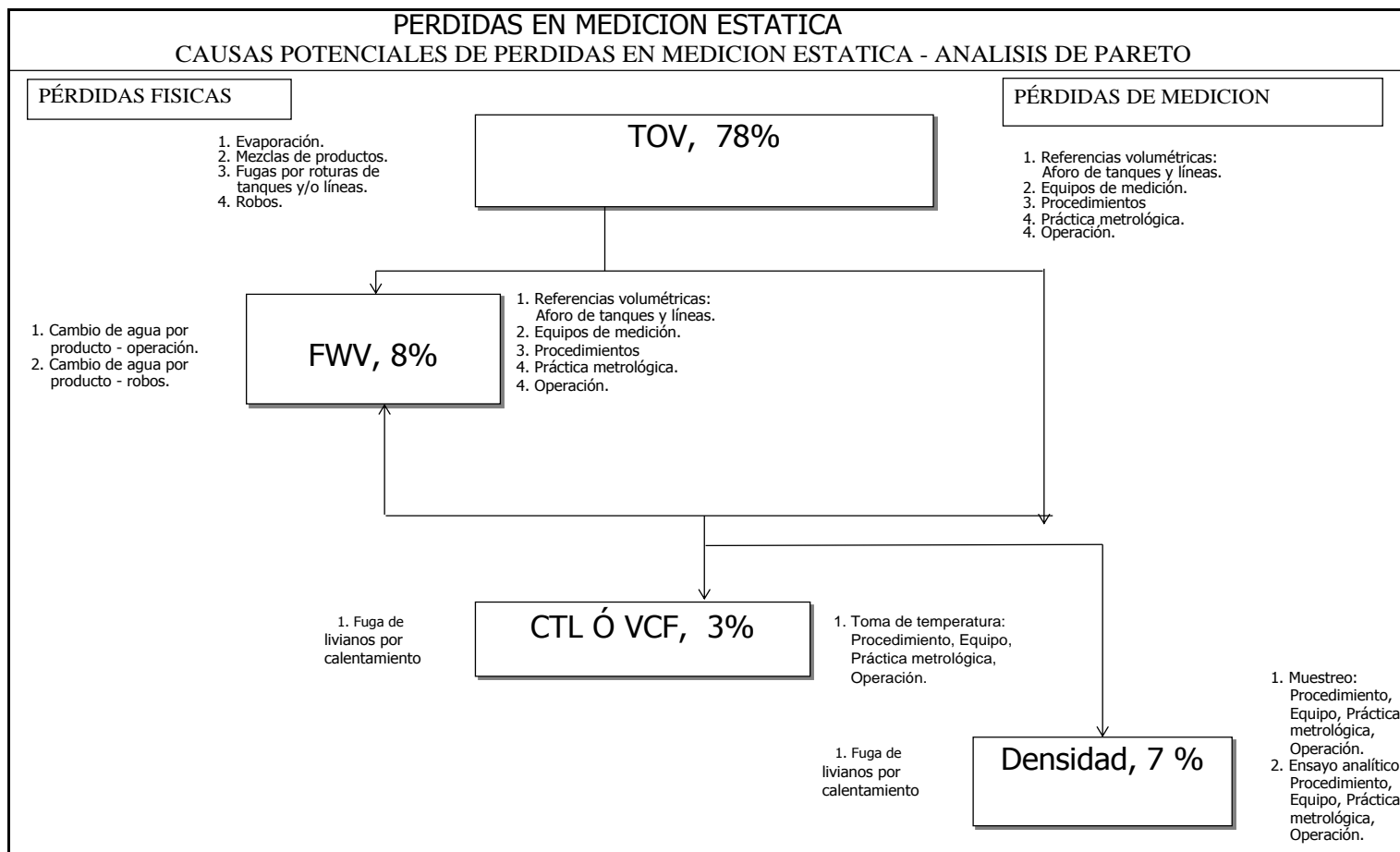
En la medición dinámica se utiliza cintas de medición que no cuentan con una precisión y en algunos casos no están en buenas condiciones debido al uso prolongado.

Si no se tiene un sistema automatizado de medición y control en los centros de fiscalización y almacenamiento, los errores pueden incrementarse.

#### **3.3.1.2 Factores humanos**

Las personas responsables de la manipulación de los equipos, así como de la medición del petróleo, sino tienen conocimiento del manejo y experiencia puede ser causante de tener un resultado no verídico.

Además al adquirir nueva maquinaria con tecnología diferente a pesar de tener experiencia requiere de una capacitación previa para que el trabajador se adapte a los nuevos equipos y pueda manipular correctamente y aplicando los procedimientos y normativas vigentes.



**Figura 12.** Causas potenciales de pérdidas en medición estática  
(PETROAMAZONAS EP, 2014)

Dentro de las causas potenciales de pérdidas en medición estática están las pérdidas físicas que son la evaporación, la mezcla de productos, las fugas por roturas y/o líneas y robos; y las pérdidas de medición: referencias volumétricas, equipo de medición en mal estado, procedimientos, práctica metrológica y operación.

Igualmente dentro de la medición existen errores inherentes al tanque en cuanto a su operatividad:

- Movimiento del fondo
- Espumas e inertes
- Drenado
- Tubo de medición
- Mezcladores de líquido
- Incrustaciones en paredes
- Cambios en el punto de referencia
- Desplazamiento del techo
- Escotilla de medición
- Movimiento del plato de fondo
- Expansión térmica
- Expansión por cabeza de líquido
- Tabla de aforo
- Mediciones de temperatura y muestreo
- Existencias de fugas
- Desplazamientos de líneas

### **3.4 ACTIVIDADES REALIZADAS TENDIENTES A DISMINUIR LAS DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO REPORTADA DE CAMPO VERSUS LA FISCALIZADA**

Como se pudo comprobar las diferencias existentes en el reporte de campo y fiscalizada del petróleo, se han tomado medidas de control además se han

elaborado y presentado proyectos que pueden servir a disminuir las pérdidas generadas.

### **3.4.1 PRESENTACIÓN Y EJECUCIÓN DE PROYECTOS**

En el año 2006 al año 2012 se han presentado proyectos y ejecutado, estos se encuentran enfocados a cumplir normas y leyes, así como a la implantación de sistemas de control para la medición y automatización de los centros.

Los proyectos que se han desarrollado en Petroamazonas son los siguientes:

#### **Proyecto de inversión 1406 (2006 – 2007):**

- Cumplimiento de la normativa vigente OIML R-117.
- Implementación de totalizadores de flujo.
- Implementación de Toma-muestras Automáticos (Sampler) y cabezales de impresión en los Centros de Medición del Distrito Amazónico.

#### **Proyecto de inversión 3407 (2008 – 2012):**

- Readecuación mecánica en los Centros de Medición.
- Automatización de los Centros de Medición (computador de flujo).
- Construcción y equipamiento de 5 laboratorios.
- Implementación del sistema de control y visualización SCADA.
- Medición automática del nivel de los tanques de almacenamiento.

### **3.4.2 MONTO ECONÓMICO DE LAS DIFERENCIAS**

La producción reportada y fiscalizada se determinó que existen diferencias que representa una pérdida del crudo y de ingresos, que ya habían sido

destinados a financiar el presupuesto del estado, pero al presentarse una variación negativa no fue posible recaudar lo previsto.

Para conocer el monto en barriles y dólares se presenta el siguiente cuadro en el que indica la pérdida de la empresa Petroamazonas, el valor que incluye a los bloques 7 y 18, haciendo énfasis en el valor que corresponde a las empresas privadas.

**Tabla 28.** Monto económico de las diferencias 2014

<b>Mes</b>	<b>Pérdida en usd</b>
Enero	2 465 448.22
Febrero	1 657 953.06
Marzo	2 004 150.33
Abril	3 022 889.99
Mayo	3 181 806.99
Junio	136 009.29
Julio	1 651 312.17
Agosto	1 700 272.84
Septiembre	1 846 701.97
Octubre	1 153 207.01
Noviembre	2 422 194.38
Diciembre	1 656 397.72
Resumen	22 716 520.11

(PETROAMAZONAS EP, 2014)

Las pérdidas en el año 2014 fueron de USD 22 716 520.11, que incluye a la ex Petroecuador, a los bloques 7 y 18 y las empresas privadas, es por tal motivo que se debe controlar las pérdidas para que no se obtenga estos valores.



**Tabla 29.** Monto económico de las empresas privadas 2014

Mes Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Resumen
Orión	818.99	588.77	0.00	0.00	6 445.68	488.81	5 844.77	6 616.40	7 194.12	4 237.53	36 828.88	24 467.79	99 594.68
Gente Oil	23 303.78	18 051.9	23 272.56	36 061.21	37 443.39	1 617.67	21 036.38	23 348.72	25 929.40	17 134.50	43 039.04	32 241.63	304 859.03
Total privadas	24 122.77	18 640.7	23 272.56	36 061.21	43 889.06	2 106.48	26 881.16	29 96512	33 123,51	21 372.03	79 867.92	56 709.42	404 453.72

(PETROAMAZONAS EP, 2014)

Las pérdidas registradas en base a las empresas privadas en el año 2014 fueron de USD 404 453.72, en el mes de noviembre se registró una mayor pérdida de USD 79 867.92, en diciembre fue de USD 56 709.42 y en abril fue de USD 26 061.21; de igual manera en el mes de julio fue donde se tuvo una menor diferencia lo cual la pérdida en dólares llegó a ser de USD 2 106.48.

### **3.5 INVERSIÓN EN NUEVOS EQUIPOS**

Si bien es cierto las diferencias que se generan por las empresas extractoras de crudo son asumidas por el estado representan una pérdida para la empresa, por lo tanto es importante que se realice una nueva inversión de equipos, para que se cambien los equipos obsoletos por unos nuevos con mejor tecnología y lo que es importante en buen estado.

Es importante para la medición estática invertir en los siguientes equipos y materiales:

- Cintas de medición
- Medidores (Desplazamiento positivo)
- Válvulas de control

Así también se debe realizar una inversión de una unidad LACT para la medición dinámica.

**Tabla 30.**Inversión en nuevos equipos

<b>Detalle</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Valor</b>
Cintas de medición	3	450.00
Medidores (desplazamiento positivo)	1	7 000.00
Válvulas de control	2	10 000.00
Unidad LACT	1	3 000 000.00
<b>TOTAL INVERSIÓN</b>		<b>3 017 450.00</b>

La inversión en nuevos equipos es de USD 3 017 450.00 que corresponde a la unidad LACT, medidores, válvulas de control y cintas de medición.

Es importante conocer si la inversión es factible o no por ello se requiere del cálculo de los ingresos y egresos para determinar si tiene un VAN positivo.

El criterio que se toma para determinar si se puede invertir o no a partir del VAN se da de la siguiente manera:

VAN > 0, Viable

VAN = 0. Indiferente

VAN < 0. No viable

Fórmula para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN)

$$VAN = \text{Flujos Actualizados} - \text{Inversión}$$

**Ec [ 12]**

Para ello se toma la información de la producción fiscalizada de la empresa pública Petroamazonas, el bloque 7 y bloque 18 y las empresas privadas de

Sucumbíos encontrada en la tabla 22, y se realiza el cálculo de los ingresos tomando el precio promedio anual del año 2014 de USD 86.62 de cada barril de petróleo.

*Cálculo:*

Ingreso año 2014= volumen producción fiscalizada \* precio promedio

Ingreso año 2014= 83 512 471.77 \* 86.62

Ingreso año 2014= 7 233 850 304.72usd

Para determinar los costos fijos se estima que para el mantenimiento se requiere del 5% de la inversión, tabla 30.

*Cálculo:*

Costos fijos 2014 = Inversión en nuevos equipos \* 5%

Costos fijos 2014 = 3 017 450.00 \* 5%

Costos fijos 2014 = 150 872.50usd

Los costos variables están determinados con el 30% del valor total de ingresos ya que estos dependen directamente de la cantidad producida.

*Cálculo:*

Costos variables 2014 = Ingreso \* 30%

Costos variables 2014 = 7 233 850 304.72 \* 30%

Costos variables 2014 = 2 170 155 091.42usd

Costos total 2014 = Costo fijo + costo variable

Costos total 2014 = 150 872.50 + 2 170 155 091.42

Costos total 2014 = 2 170 305 963.92usd

Los gastos administrativos corresponden la remuneración y gastos por servicios básicos para determinar en el año 2014 que representa el 15% de ventas, en cambio para la proyección del año 2015 se considera los gastos habituales más el valor de capacitación a los empleados, como propuesta para disminuir las diferencias encontradas.

*Cálculo:*

Gastos administrativos 2014 = Ingreso \* 15%

Gastos administrativos 2014 = 7 233 850 304.72 \* 15%

Gastos administrativos 2014 = 1 085 077 545.71usd

Los gastos de ventas se estiman un 8% de los ingresos.

*Cálculo:*

Gastos de ventas 2014 = Ingreso \* 8%

Gastos de ventas 2014 = 7 233 850 304.72 \* 8%

Gastos de ventas 2014 = 578 708 024.38usd

**Tabla 31.** Resumen de resultados obtenidos año 2014

<b>RUBRO</b>	<b>VALOR USD</b>
Ingresos por ventas	7 233 850 304.72
Costo fijo	150 872.50
Costo variable	2 170 155 091.42
Costo total	2 170 305 963.92
Gastos administrativos	1 085 077 545.71
Gastos de ventas	578 708 024.38

Para el cálculo del valor actual neto es importante proyectar los datos del año 2014 en los cinco años posteriores, por lo tanto se utilizó el incremento del PIB del año 2014 que fue de 3.5% en la proyección de los ingresos de ventas y la inflación del mismo año de 3.67% para proyectar costos y gastos.

**Tabla 32.**Estado de Resultados (en USD)

<b>RUBRO</b>	<b>1 (USD)</b>	<b>2 (USD)</b>	<b>3 (USD)</b>	<b>4 (USD)</b>	<b>5 (USD)</b>
Ventas	7 487 035 065.38	7 749 081 292.67	8 020 299 137.91	8 301 009 607.74	8 591 544 944.01
(-) Costo de venta	2 246 261 392.11	2 324 875 260.30	2 406 240 613.87	2 490 453 754.82	2 577 614 355.70
<b>(=) Utilidad bruta en ventas</b>	<b>5 240 773 673.27</b>	<b>5 424 206 032.37</b>	<b>5 614 058 524.04</b>	<b>5 810 555 852.92</b>	<b>6 013 930 588.31</b>
(-) Gastos administrativos	1 123 068 399.81	1 164 285 010.08	1 207 014 269.95	1 251 311 693.66	1 297 234 832.81
(-) Gastos de ventas	598 962 805.23	620 944 740.18	643 733 412.15	667 358 428.37	691 850 482.69
<b>(=) Utilidad</b>	<b>3 518 742 468.23</b>	<b>3 638 976 282.11</b>	<b>3 763 310 841.94</b>	<b>3 891 885 730.89</b>	<b>4 024 845 272.80</b>

**Tabla 33. Flujo de caja (en USD)**

<b>RUBRO</b>	<b>AÑO 0 (USD)</b>	<b>1 (USD)</b>	<b>2 (USD)</b>	<b>3 (USD)</b>	<b>4 (USD)</b>	<b>5 (USD)</b>
Ventas		7 487 035 065.38	7 749 081 292.67	8 020 299 137.91	8 301 009 607.74	8 591 544 944.01
(-) Costo de venta		2 246 261 392.11	2 324 875 260.30	2 406 240 613.87	2 490 453 754.82	2 577 614 355.70
<b>(=) Utilidad bruta en ventas</b>		<b>5 240 773 673.27</b>	<b>5 424 206 032.37</b>	<b>5 614 058 524.04</b>	<b>5 810 555 852.92</b>	<b>6 013 930 588.31</b>
(-) Gastos administrativos		1 123 068 399.81	1 164 285 010.08	1 207 014 269.95	1 251 311 693.66	1 297 234 832.81
(-) Gastos de ventas		598 962 805.23	620 944 740.18	643 733 412.15	667 358 428.37	691 850 482.69
<b>(=) Utilidad</b>		<b>3 518 742 468.23</b>	<b>3 638 976 282.11</b>	<b>3 763 310 841.94</b>	<b>3 891 885 730.89</b>	<b>4 024 845 272.80</b>
(-) Inversión Inicial	-3 017 450.00					
<b>TOTAL FLUJO</b>	<b>-3 017 450.00</b>	<b>3 518 742 468.23</b>	<b>3 638 976 282.11</b>	<b>3 763 310 841.94</b>	<b>3 891 885 730.89</b>	<b>4 024 845 272.80</b>



El cálculo del VAN requiere conocer el valor de la tasa de descuento, por tal motivo se determinó con la información de la tasa pasiva del banco central del 2014 que fue de 4.98%, riesgo país 7.70% y tasa de inflación 3.67%.

**Tabla 34.** Tasa de descuento

<b>DETALLE</b>	<b>PORCENTAJE</b>
Tasa Pasiva	4.98%
Riesgo País	7.70%
Tasa de Inflación	3.67%
<b>TMAR</b>	<b>16.35%</b>

**Tabla 35.**Calculo Valor Actual Neto

<b>AÑOS</b>	<b>FLUJO DE CAJA (USD)</b>	<b>FLUJOS ACTUALIZADOS 16.35%</b>
<b>0</b>	-3 017 450.00	
1	3 518 742 468.23	3 024 273 715.71
2	3 638 976 282.11	2 688 106 368 23
3	3 763 310 841.94	2 389 301 351.69
4	3 891 885 730.89	2 123 706 665.00
5	4 024 845 272.80	1 887 631 653.28
<b>TOTAL FLUJO USD</b>		<b>12 113 019 753 .92</b>

Aplicación de la ecuación [12]

VAN= FLUJOS ACTUALIZADOS - INVERSIÓN

VAN= 12 113 019 753.92 -3 017 450.00

VAN= 12 110 002 303.92 usd

El valor actual Neto es de USD 12 110 002 303.92 por lo tanto indica que la inversión que se va a realizar de los nuevos equipos para mejorar la fiscalización del petróleo es viable, esto permitirá disminuir las diferencias y al mismo tiempo incrementar el valor de los ingresos.

## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

El cálculo de las diferencias entre la producción fiscalizada y reportada por campo pueden darse por diferentes razones, las cuales se encontró en el momento del cálculo de las diferencias realizadas en el capítulo número 3 del presente, las cuales son:

#### 4.1 ANÁLISIS TÉCNICO

##### 4.1.1 MEDICIÓN ESTÁTICA

Se analizó que una de las principales razones que puede estar ocurriendo para el cálculo de la producción reportada en campo es que las tablas de calibración de los tanques de Surgencia y de Lavado no trabajan con las tablas certificadas y selladas por la ARCH.

El Acuerdo ministerial No. 389 en el registro oficial N° 671 del 26 de septiembre del 2012, REGLAMENTO SUSTITUTIVO DE OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS, Capítulo IV de la explotación y Producción, Artículo 44 que dice: ***“Asimismo, los tanques de almacenamiento, antes de su uso, deberán ser calibrados y el uso de las tablas de calibración volumétrica deberá ser autorizado previamente por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.”***

Por lo cual en los campos se encontró varios tanques que no cumple con esa condición de estar autorizado por la ARCH.

A continuación se presenta una lista de las tablas de calibración por estación de campo que fue obtenida a partir de los anexos 14 y 15:

**Tabla 36.** Tablas de calibraciones por estación del campo Lago Agrio certificadas y validadas por ARCH.

<b>LAGO CENTRAL</b>		
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>
STK (EPP- 1029)	15150	SI
WTK (EPP-1028)	14690	NO
<b>LAGO NORTE</b>		
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>
STK (T-0005)	12090	NO
WTK (T-0049)	24680	SI
<b>PARAHUACU</b>		
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>
STK (T-0055)	12000	SI
WTK (T-0054)	5000	SI
<b>GUANTA</b>		
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>
STK (T-0167) EMPERNADO	10000	NO
WTK (T-0169) EMPERNADO	10000	SI
<b>ORIONOIL</b>		
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>
STK (ORT-45423)	500	SI
STK (ORT-45424)	500	SI
STK (ORT-45182)	500	SI
STK (ORT-45339 Rx)	500	SI

(Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014)

**Tabla 37.** Tablas de calibraciones por estaciones del campo Libertador certificadas y validadas por ARCH.

<b>SECOYA</b>		
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>
STK	10384	SI
OLEODUCTO (TQ-01)	80600	SI
OLEODUCTO (TQ-02)	80400	SI
OLEODUCTO (TQ-03)	84245	NO
<b>TETETE</b>		
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>
STK (LBTTT-02)	12573	NO
STK (ORT-45076)	500	NO
STK (ORT-45339)	500	NO
STK (ORT-45391)	500	NO
STK	18109	NO
<b>SHUARA</b>		
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>
STK (CAF-880052774)	10091	SI
<b>SHUSHUQUI</b>		
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>
STK (TK-01-PP-39237)	10219	SI
STK (TK-02-PP-39238)	10230	SI
<b>TAPI</b>		
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>
STK	5133	NO
<b>PICHINCHA</b>		
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>
STK (LB.PCH-01)	40536	NO
<b>FRONTERA</b>		
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>
STK (LB.FR-01)	12606	NO
<b>ATACAPI</b>		
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>
STK (LA-02)	5117	NO
WTK (ATAC-01)	10349	SI

(Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014)

**Tabla 38.** Tablas de calibraciones por estaciones del campo Cuyabeno certificadas y validadas por ARCH.

<b>CUYABENO</b>			
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>	<b>Observaciones</b>
STK-03	24750	NO	
OLEODUCTO (T-0065)	40780	SI	Tabla no concuerda con el tanque y está sellada por ARCH
OLEODUCTO (AL.ESCU-01)	40300	SI	
<b>SANSAHUARI</b>			
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>	<b>Observaciones</b>
STK (CAF 88005448)	12710	SI	
STK	10212	NO	Producto: Agua y Crudo debe ser WTK
<b>VINITA 1</b>			
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>	<b>Observaciones</b>
TANQUE (TQ-E-07)	21000	NO	Tablas del 2004 caducadas. No se sabe si es de lavado o surgencia en las tablas.
TANQUE (TQ-E-06)	21000	NO	Tablas del 2004 caducadas. No se sabe si es de lavado o surgencia en las tablas.
<b>VINITA 2</b>			
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>	<b>Observaciones</b>
TANQUE (TQ-E-09)	21000	NO	Tablas del 2004 caducadas. No se sabe si es de lavado o surgencia en las tablas.
TANQUE (TQ-E-08)	21000	NO	Tablas del 2004 caducadas. No se sabe si es de lavado o surgencia en las tablas.

Continuación Tabla 38.

<b>BLANCA</b>			
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>	<b>Observaciones</b>
TANQUE (TQ-E-01)	21 000	NO	Tablas del 2004 caducadas. No se sabe si es de lavado o surgencia en las tablas.
TANQUE (TQ-E-02)	21 000	NO	Tablas del 2004 caducadas. No se sabe si es de lavado o surgencia en las tablas.
TANQUE (TQ-E-03)	21 000	NO	Tablas del 2004 caducadas. No se sabe si es de lavado o surgencia en las tablas.
TANQUE (TQ-E-04)	21 000	NO	Tablas del 2004 caducadas. No se sabe si es de lavado o surgencia en las tablas.
TANQUE (TQ-E-05)	21 000	NO	Tablas del 2004 caducadas. No se sabe si es de lavado o surgencia en las tablas.
<b>TIPISHCA</b>			
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>	<b>Observaciones</b>
TANQUE (T-780)	11 220	NO	Tablas del 2005 caducadas. No se sabe si es de lavado o surgencia en las tablas.
TANQUE (T-780)	11 220	NO	Tablas del 2005 caducadas. No se sabe si es de lavado o surgencia en las tablas.
<b>VHR</b>			
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>	<b>Observaciones</b>
WTK	235 000	SI	Sin Código

(Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014)

**Tabla 39.** Tablas de calibraciones por estaciones del campo Shushufindi certificadas y validadas por ARCH.

<b>SSFD CENTRAL</b>			
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>	<b>Observaciones</b>
OLEODUCTO (01)	107000	NO	
TANQUE (T-201)	94200	NO	
TANQUE (SHC-02)	71600	NO	
<b>SSFD NORTE</b>			
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>	<b>Observaciones</b>
TANQUE (SHN-01)	10300	NO	
<b>SSFD SUR</b>			
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>	<b>Observaciones</b>
TANQUE	10000	NO	Sin código, No se sabe si es de lavado o de surgencia
<b>SSFD SUR-OESTE</b>			
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>	<b>Observaciones</b>
TANQUE (PP 39235)	10200	SI	No se sabe si es de Surgencia o de lavado
<b>AGUARICO</b>			
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>	<b>Observaciones</b>
TANQUE (SHSGC-01)	12000	NO	
TANQUE (TK-20T-104H)	500	NO	
TANQUE (TK-30T-115)	500	NO	
TANQUE (TK-20T-104C)	500	NO	
TANQUE (TK-20T-104D)	500	NO	
TANQUE (TK-20T-104G)	500	NO	
<b>DRAGO 1</b>			
<b>Tanques</b>	<b>Capacidad (bls)</b>	<b>Selladas por ARCH</b>	<b>Observaciones</b>
TANQUE (PP-38037)	10200	NO	Sin código, No se sabe si es de lavado o de surgencia
TANQUE (PP-38037)	5000	NO	Sin código, No se sabe si es de lavado o de surgencia

(Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014)



La incertidumbre que existe en la observación de la cinta y laboratorios siempre va a tener un error considerable ya que la perspectiva del ojo humano siempre va a tener un rango de diferencia entre las personas que observan las muestras deseando llegar a un acuerdo común en la medida para no dificultar la labor deseada.

El detalle de la incertidumbre determinada por INTERTEK se encuentra en el anexo 16.

El mal estado de las cintas de medición en varios de los campos visitados, ya que éstas se encuentran oxidadas y con los números bien borrosos, imprecisas para la observación del ojo humano que impide una lectura óptima de la medición de los tanques obteniendo problemas y por ende afecta a la medición real.

Poca confiabilidad en los sistemas de medición, desde el cabezal del pozo hasta la entrega de crudo en Lago Agrio en todas sus etapas, ocasionando una alta incertidumbre en las mediciones, esto no permite cuantificar la producción real y tampoco la producción transferida por la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico.

Incumplimiento de las normas API en los sistemas de medición del crudo transferido entre campos y transportado por la red de oleoductos.

- API MPMS3.1A: Medición del Tanque. Procedimiento Estándar para la Medición del Petróleo y Productos del Petróleo.
- API MPMS3.1B: Práctica Estándar para la medición del Nivel de Hidrocarburos Líquidos en Tanques Estacionarios Mediante Medición Automática de Taque.

- API MPMS 5.1: Consideraciones Generales para la Medición con Medidores.
- API MPMS 6.1: Sistemas automático de transferencia de custodia (LACT).
- API MPMS 12.1: Cálculo de Cantidades de Petróleo Estático.

No existe sistema de medición en la Estación Shushufindi Central hacia la cabecera del SOTE en Lago Agrio.

De forma permanente se realizan Inspecciones conjuntas ARCH y RODA para identificar y eliminar conexiones innecesarias que permitan la doble cuantificación en los totalizadores de flujo y determinar los planes de acción a realizar para optimizar los sistemas de medición.

#### **4.1.2 MEDICIÓN DINÁMICA.**

Como se explica en el Acuerdo ministerial anteriormente nombrado No. 389 en el registro oficial N° 671 del 26 de septiembre del 2012, REGLAMENTO SUSTITUTIVO DE OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS, Capítulo IV de la explotación y Producción, Artículo 44 de la calibración de medidores dice: ***“La calibración de equipos de medición automática deberá efectuarse cada vez sea necesario, antes de su uso, a solicitud de cualquiera de las partes contratantes o de la dirección Nacional de Hidrocarburos, en función de las especificaciones dadas por el fabricante de los equipos y las normas bajo las cuales fueron fabricados.”***

En el reporte de la calibración de medidores, se puede observar que no se está cumpliendo con lo que especifica el reglamento. (Anexo 17-18)

Para garantizar el buen funcionamiento y evitar la manipulación de las partes móviles, ARCH coloca sus propios sellos de seguridad (precintos) en contadores, samplers y válvulas en los Centros de Medición y Fiscalización de las Compañías Privadas y de PETROPRODUCCIÓN (actualmente PAMEP). RODA paralelamente también instala sus precintos. Para prevenir la rotura indiscriminada de estos dispositivos de seguridad se elaboran las respectivas actas de colocación y retiro.

Se necesita determinar la factibilidad de integrar los sistemas de medición de las Operadoras privadas al sistema SCADA de Petroamazonas (RODA), y así poder llevar todo lo que se refiere a producción fiscalizada de todas las compañías independientes al estado que prestan sus servicios.

En cumplimiento con las Normas API-MPMS capítulo 12, sección 2, parte 4, sobre la determinación del volumen base de un Probador Bidireccional usando el método WaterDraw, que debe realizarse cada cinco años, se realizó la calibración y certificación de los Probadores Bi-Direccionales existentes en el Distrito Amazónico pertenecientes a PETROPRODUCCIÓN (actualmente PAMEP).

#### **4.1.3 MEJORAS EN LA INFRAESTRUCTURA.**

Implementación y equipamiento de laboratorios para fiscalización de los crudos transportados por los oleoductos secundarios. El proyecto se localizó específicamente en las estaciones de producción de Cuyabeno, Sucumbíos, Lago Agrio estación Central, Shushufindi estación Central. Petroamazonas EP recibió el 11 de junio de 2015 las certificaciones para 10 de sus laboratorios, tras la implementación de la Norma NTEINEN ISO 17025:2006 otorgada por parte del Servicio de Acreditación Ecuatoriano (SAE).

Reparación de línea de Oleoducto secundario de 12  $\frac{3}{4}$  Km Libertador-Lago Agrio.

- Se le coloca una camisa y una grapa.
- Se realiza Hot Tap para iniciar con el drenaje del crudo.
- Reemplazo de tubería afecta por una tubería nueva.
- Instala una válvula block de 12"

A parte de la reparación del oleoducto secundario sirve en el cálculo de la producción ya que esta tubería estaba llena de corrosión y podría existir una diferencia mayor por este problema.

## **4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO**

Tomando en cuenta que a lo largo del año 2014 se presentaron diferencias volumétricas lo que represento pérdidas para el estado, por eso se determinó en el capítulo 3 la inversión de nuevos equipos que servirán para mejorar el trabajo y además incrementar el rendimiento de los trabajadores.

Dicha inversión consta de la adquisición de cintas de medición, medidores de desplazamiento positivo, válvulas de control y una unidad LACT, lo que sumo un monto de USD 3 017 450.00.

Este valor es elevado, lo que fue necesario saber si dicha inversión es factible de ejecutarse y si se puede reducir el valor de las diferencias. Para ello se realizó el cálculo del VAN con las ventas determinadas a través de la fiscalización de la producción y el precio promedio del año 2014 que fue de USD 86.62, el costo que incurre en la producción, así como los gastos administrativos y de ventas; estos datos permitieron conocer la utilidad durante los cinco años, con un valor de USD 3 518 742 468.23 en el primer año y USD 4 024 845 272.80 en el quinto año.

Además el estado de resultados (tabla 33), muestra cómo se van incrementando las ventas, van de USD 7 487 035 065.38 en el primer año, hasta USD 8 591 544 944.01 en el último año de vida útil, a razón del 4% de

incremento promedio. Los costos de ventas también se registraron desde USD 2 246 261 392.11 en el año 1 y en el quinto fue de USD 2 577 614 344.70.

Los gastos administrativos para el primer año fueron de USD 1 123 068 399.81 y al último año de vida útil del proyecto fue de USD 1 297 234 482.69; y los gastos de ventas fueron de USD 598 962 805.23 y USD 691 850 482.69 en el primer y quinto año respectivamente.

Para el cálculo del valor actual neto VAN, fue importante determinar la tasa de descuento que representa una opción para el inversionista, a partir de ello se aplicó los cálculos necesarios en donde se determinó un VAN positivo de USD 12 110 002 303.92.

Este valor refleja la viabilidad con la que cuenta dicha inversión para que sea ejecutada, asegurando su recuperación dentro de los cinco años de vida útil del proyecto, ya que este método es el más aceptado dentro de la evaluación financiera de proyectos.

Por tanto, la implementación de nuevos materiales y equipos representan una inversión segura e importante de ejecutarse, dando la posibilidad de que se comentan menos errores a causa del deterioro de dichos equipos, sin embargo hay que tomar en cuenta que los nuevos equipos requieren de mantenimiento para que tenga mayor duración. A esto es necesario que se realice un estricto control, de forma que se vaya reduciendo las diferencias y mejorando las actividades operativas a nivel del sector petrolero.

## **CAPÍTULO V**

### **ESTRATEGIAS PARA DISMINUIR DIFERENCIAS**

En el capítulo anterior se determinó la existencia de una diferencia entre la producción de campo y la fiscalizada, estas diferencias están fuera de lo estipulado en las Normas API y las que exigen el ente regulador.

Actualmente se maneja proyectos relacionados al cumplimiento de normas e implementación de equipos, sin embargo las diferencias se mantienen, por ello es importante además de los proyectos buscar acciones que permitan solucionar el problema presente.

#### **5.1 APLICAR PROCEDIMIENTOS CORRECTOS EN LA MEDICIÓN**

Es importante aplicar los diferentes procedimientos de forma correcta, por tal motivo a continuación se describe cada uno de los procedimientos que se deben realizar en la medición, con el fin de disminuir las diferencias:

##### **5.1.1 INSPECCIÓN DE EQUIPOS EN PRODUCCIÓN DE CAMPO**

En la medición estática se debe tener en cuenta, estos elementos:

- Las tablas de calibración de los tanques deben ser revisados por los fiscalizadores encargados de cada campo de la ARCH.
- Los equipos utilizados en la medición, transferencia de custodia o venta, tienen que ser re-certificados por entidades de Servicios de

Medición de Hidrocarburos, o por laboratorios certificados, de forma anual.

- Si algún equipo se sospeche que no está en buen estado o con defectos, tiene que ser sacado inmediatamente para ser verificado.
- Es importante disponer en un archivo una copia del certificado de calibración actualizada del sistema de medición fiscal.
- A partir de la fecha de calibración de los equipos de prueba pueden ser utilizados dentro de los 12 meses, fuera de ese tiempo no se consideran para calibración.

### **5.1.2 PROCESO DE MEDICIÓN MANUAL**

Para realizar la medición manual del volumen de líquido y agua libre almacenados en tanques se debe tener en cuenta:

- Primero que todo es necesario que se drene toda el agua encima del techo en caso de ser un tanque con techo flotante, para que no afecte la medición.
- Verificar que las válvulas de recibo y entrega estén cerradas para evitar pases o salidas de productos desde o hacia otros tanques.
- Bajar la cinta de medición.
- Abrir la escotilla de medición y asegurarla de forma correcta.
- Esperar hasta que se estabilice
- Extraer la cinta y ver el corte.

### **5.1.2.1 Aspectos a tomar en cuenta**

- Se requiere esperar un tiempo suficiente después de recibir el producto con el propósito de que los gases y aire se libere.
- Cuando el tanque es de techo cónico, evitar realizar la medición con más de dos personas sobre el techo para que la altura de referencia no cambie con el peso de las personas.
- Se recomienda tanto en la medición inicial como en la final la utilización de la misma cinta, plomada y termómetro.
- En la zona crítica del tanque se debe evitar la medición ya que proporciona una incertidumbre alta.
- Las cintas con desgaste y corrosión no deben ser utilizadas en la medición, su cambio debe ser inmediato.

### **5.1.3 PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN AL VACÍO**

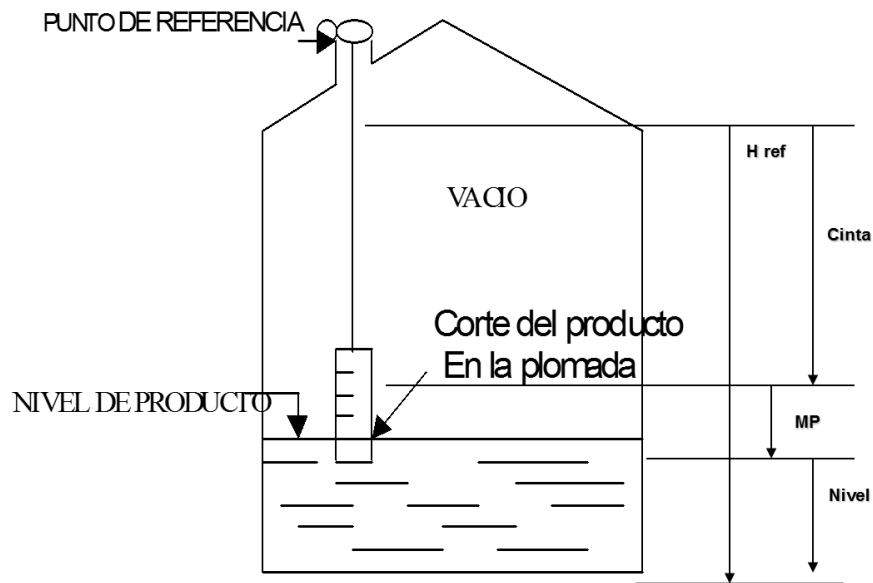
El procedimiento para realizar la medición al vacío es el siguiente:

- Ubicar el tanque en donde se va a realizar la medición.
- Para tener un dato guía, se debe hacer uso de la telemetría en la lectura y toma del nivel del producto, luego es necesario registrar el valor obtenido.
- Leer la altura de referencia en la tabla de aforo y anotarla.



- Bajar con cuidado la cinta dentro del tanque moviendo la plomada despacio en el momento que se aproxime a la superficie del producto.
- Cuando toque el líquido con la plomada y deje de oscilar se debe bajar aproximadamente de 5 a 8cm de forma que coincida la cinta con el punto de referencia del tanque.
- Registrar la lectura de la cinta.
- Extraer la cinta y leer el corte sobre la plomada.
- Realizar este procedimiento 3 veces aceptando una diferencia menor a 3mm.
  - Si dos medidas son iguales se aceptan con aproximadamente 1mm.
  - Si las tres son diferentes con una variación de 3mm entre la una y la otra, se toma el promedio de las tres.
  - Si son superiores a tres mm, es necesaria realizar una revisión de las válvulas para verificar si están cerradas.
- Calcular la altura del Líquido de la siguiente manera:

$\text{Altura del líquido} = \text{Altura de referencia (MB)} - \text{Lectura de cinta} - \text{punto de corte indicado en la plomada}$
---



**Figura 13.**Medición al vacío

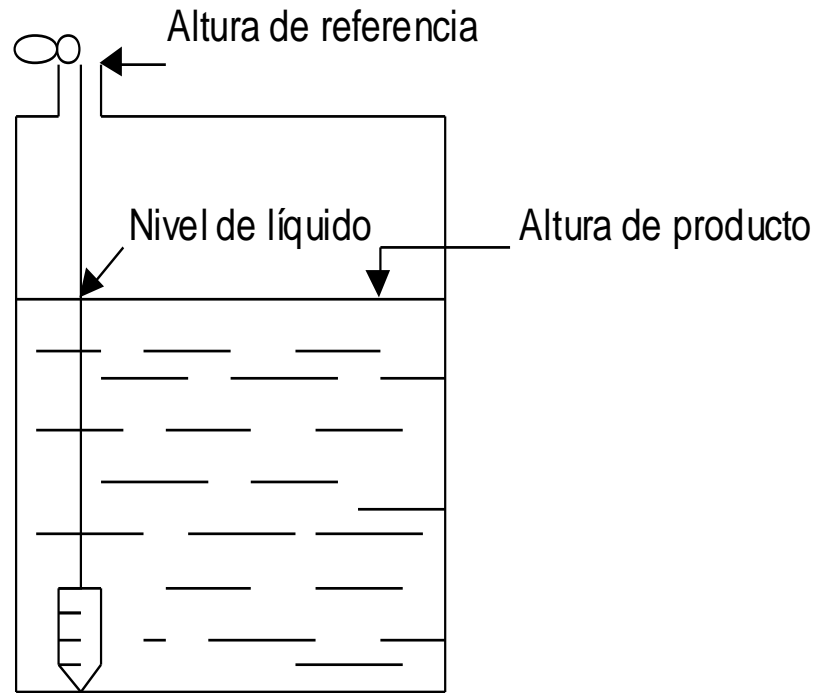
( (Proasem Ltda., 2006)

#### 5.1.4 PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN A FONDO

Para realizar la medición a fondo igualmente se requiere de un procedimiento específico con el fin de obtener un dato seguro y confiable:

- Primero es necesario registrar la altura de referencia, puede ser de la tabla de aforo o la tablilla informativa que se ubica en el tanque donde se va a realizar la medición.
- Para detectar el agua es necesario utilizar pasta y colocarla en la plomada dejando sin cubrir los números de la escala.
- Abrir la boquilla de medición.
- Bajar paulatinamente la cinta dentro del tanque hasta que toque fondo con la plomada.

- Una vez que toque fondo, se debe esperar al menos diez segundos, en el caso de ser un producto pesado es decir con alta viscosidad se necesita esperar entre uno a 5 minutos hasta que se produzca el corte.
- Leer en la cinta la altura de referencia, esta debe ser igual o con una diferencia de  $\pm 3\text{mm}$ , con relación al dato que se registró anteriormente.
- Levantar la cinta despacio y anotar el corte de líquido.
- Registrar la lectura de la marca de corte continuo y el corte claro.
- Este procedimiento se debe repetir por tres veces seguidas, tomando en cuenta que la diferencia no debe ser mayor o menos a los 3mm.
  - En el caso de que dos medidas coincidan se toma como válida y se reporta con una aproximación un 1 mm.
  - En el caso de que las tres medidas sean distintas, con diferencias de 1mm, se toma el promedio de las tres.
  - Si la medición se aplicó en tanques de crudo con una capacidad menor a 1000 Bbls, se considera aceptable un margen de discrepancia de 5 mm.



**Figura 14.**Medición a fondo

( (Proasem Ltda., 2006)

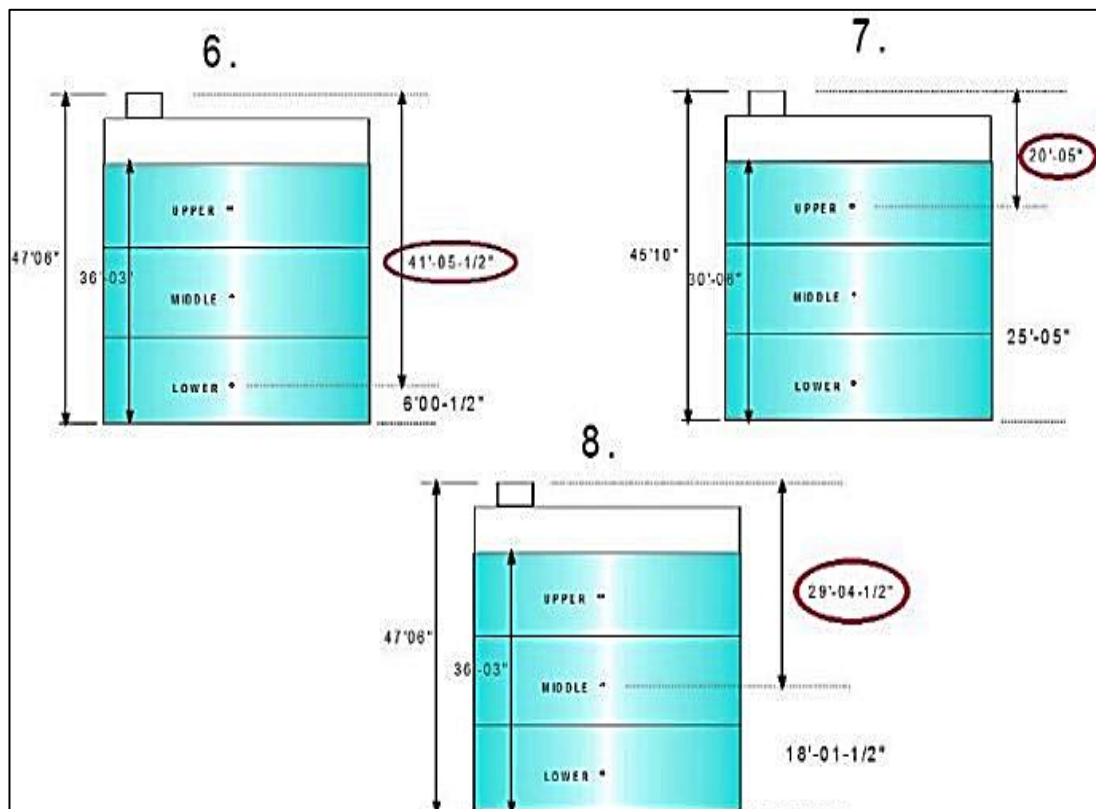
### 5.1.5 PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN A TEMPERATURA

Para medir la temperatura de los tanques se utiliza dos instrumentos pueden ser termómetros que tienen columnas de mercurio e equipos electrónicos que miden en grados Fahrenheit.

#### 5.1.5.1 Procedimiento de lectura en termómetros de vidrio

- Comprobar la graduación del termómetro.
- Inspeccionar que esté la columna de mercurio en el termómetro.
- Ajustar el termómetro con una cinta.
- Bajar el termómetro al nivel que se desea medir (alto, bajo, medio).

- Dejar que alcance el tiempo de inmersión establecido por la API, tomando en cuenta si está en movimiento o estacionario.
- Subir el termómetro y leer de inmediato.
- Para una buena medición, al momento de la lectura se debe verificar que la copa del termómetro estese llena por completo.
- Lo más aconsejable es que la lectura se tome dentro de la escotilla, con el fin de evitar corrientes de aire.



**Figura 15.** Lectura en termómetros de vidrio

( (Proasem Ltda., 2006)

### 5.1.5.2 Procedimiento de medición con PET

El procedimiento con equipos eléctricos es el siguiente:

- Los termómetros eléctricos para su funcionamiento correcto deben ser graduados con incrementos mínimos de 0.1°F que equivale a 0.1°C.
- Verificar la exactitud del termómetro con la temperatura ambiente o con la de mercurio.
- Verificar que esté limpia la sonda, con el fin de que no contamine el crudo.
- Ajustar el cable tierra a la compuerta del tanque.
- Bajar la sonda del PET al nivel que se desea aproximadamente 1 pie, por el tiempo de inmersión que se desea, si se mide en movimiento varia de 30 segundos a 75 segundos y si es estacionario de 5 a 30 segundos.
- Cuando se tenga estabilización de la temperatura y esté en  $\pm 0.2^\circ\text{F}$  en un tiempo de 30 segundos, se debe registrar dicho valor.
- En el caso de que se realice la medición a diferentes niveles registrar la lectura de cada una y realizar un promedio que será el resultado final.

### **5.1.6 RECOMENDACIONES GENERALES PARA UNA CORRECTA MEDICIÓN DEL NIVEL DE PRODUCTO Y AGUA**

Es importante para la medición de forma manual del líquido y agua tomar en cuenta estos detalles:

- Para la medición en tanques atmosféricos es necesario efectuar la medición a fondo o también se puede medir a fondo.
- Del mismo modo en los tanques atmosféricos para medir el nivel de agua libre almacenada se requiere aplicar el método de medición a fondo y pasta de agua.
- Se debe cumplir con el procedimiento de calibración previo a la medición, es decir que los equipos utilizados en la medición deben ser calibrados y verificar su estado.
- Hacer uso correcto de las cintas dándole el uso de acuerdo al producto que se va a medir, si son productos pesados utilizar las cintas claras, pero si son ligeros se puede usar la cinta negra.
- Se requiere hacer una revisión previa a las válvulas de recibo del tanque que se va aplicar la medición para comprobar que estén debidamente cerradas y prevenir desplazamientos.
- Para evitar cambios de referencia de medición en los tanques de techo cónico se debe evitar que la medición intervengas más de dos personas.
- En el caso de tanques de techo flotante se debe drenar el agua del techo por completo para no afectar exactitud de la medición.

- Las mediciones deben ser evitadas en la zona crítica por la alta incertidumbre que presenta.
- El uso de la cinta debe ser la misma para el inicio y final de la medición.
- Para la medición manual con cinta se necesita esperar 30 minutos como mínimo que repose en el caso de productos refinados y una hora en el caso de petróleo.
- En el caso de que algún objeto se pierda en el interior del tanque se debe informar al supervisor.
- Se debe mantener drenado los tanques para que el agua que se tenga sea máximo 5cm.
- La mejor forma de drenar un tanque es hacerlo lentamente evitando causar que se mezcle el agua con el producto.
- Se aconseja utilizar el tubo de desagüe, que según las normas API debe poseer cada tanque.

## **5.2 CONDICIONES EN LA MEDICIÓN**

Es importante también tomar en cuenta aspectos de acuerdo al tipo de medición que se está aplicando esto es en la medición estática que se utiliza más en la producción de campo y la dinámica en los centros de fiscalización.



### **5.2.1 Medición estática**

La medición estática es una medición manual, por tanto se debe tomar en cuenta en los procedimientos de medición los siguientes elementos necesarios que independientemente de los equipos de medición que se vayan a utilizar:

- Revisión y validación de tablas de aforo, con aprobación de la dirección de hidrocarburos.
- Cálculo de incertidumbre en las tablas de aforo.
- Incertidumbre en expansión térmica del tanque.
- Incertidumbre de ecuaciones API.

### **5.2.2 Medición dinámica**

En la medición dinámica se utiliza mayormente los medidores de flujo que se debe considerar:

- Tipo de fluido que se va a medir.
- Tamaño de línea
- Incertidumbres en la medición de temperatura.
- Incertidumbre en tablas API.

Es importante tomar en cuenta lo mencionado anteriormente con el fin de que la medición sea la adecuada y correcta.

### **5.3 PRODUCCIÓN REPORTADA**

El personal responsable de reportar la producción de campo tienen que verificar el valor que se va a reportar con los resultados que se obtienen de los pozos, ya que el valor obtenido de los pozos debe ser el reportado, esto debido a que los equipos están en constante monitoreo que detectan los cambios de inmediato, por tal razón deben ser lo más cercanos a lo real.

### **5.4 ESTABLECER ACCIONES CORRECTIVAS EN FISCALIZACIÓN**

Las diferencias de la producción fiscalizada y la de campo no solo se presentan por causas del reporte de campo sino que también pueden ser fallas de fiscalización, por las mismas causas que son errores humanos por manipulación de equipos y el deterioro o falta de mantenimiento de los mismos.

En algunos equipos se operan de forma manual y es posible que su manipulación no sea la correcta, es por eso que es necesario que se realicen pruebas para comprobar el grado de manipulación.

La inspección debe ser diaria en los equipos utilizados para la medición, esta debe ser de forma minuciosa y por una persona que tenga conocimiento del funcionamiento de cada uno de los equipos.

Además de una revisión diaria es importante que periódicamente se aplique varias inspecciones de forma minuciosa, para ello se detalla las actividades que se deben realizar para mejorar la exactitud de la medición.

### **Inspección de equipos**

- Medidores
- Filtros
- Líneas de drenaje
- Sensor de corte de agua
- Monitor
- Transmisor de temperatura
- Bombas
- Válvulas
- Probador

### **Verificación de los valores del computador de flujo**

Este equipo proporciona medidas con gran exactitud si se encuentra en buenas condiciones, por eso es necesario verificar:

- Rango establecido de BSW
- Registro de parámetros de computador de flujo
- Revisión de alarmas
- Descarga de alarmas
- Certificación de calibración de medidores
- Verificar factor de medidores

Es importante revisar estos requerimientos con el fin de que el equipo esté funcionando de acuerdo a los parámetros requeridos y acorde a las normas API.

Es importante que además la persona que maneja las claves mantenga en absoluta reserva, o de lo contrario realice cambios constantemente para evitar que otras personas manipulen y cambien los datos establecidos como parámetros en el computador.

## 5.5 CAPACITACIÓN

Además de conocer todos y cada uno de los procedimientos, para su aplicación correcta es importante que se realice una capacitación a los trabajadores del área operativa especialmente los encargados de la medición del crudo, debido a que por error humano es posible que las diferencias se incrementen.

La principal capacitación es en cuanto a la medición directa o indirecta y de acuerdo a los equipos disponibles, es decir, manual con la utilización de cintas o automática con equipos electrónicos; todos los trabajadores deben estar en las condiciones de manipular y operar todos los equipos disponibles de forma correcta.

De igual manera debe conocer y aplicar el procedimiento de medición de temperatura, agua, calibración de equipos de inspección, toma de muestras y el respectivo ingreso de datos.

**Tabla 40.**Inversión en capacitación a los operarios

<b>TEMA</b>	<b>Costo USD</b>
Equipos utilizados y características	1 840.00
Medición Directa	1 900.00
Medición Indirecta	1 900.00
Medición de temperatura	1 800.00

Medición de agua	1 850.00
Calibración de equipos	2 000.00
Toma de muestras	1 850.00
<b>TOTAL INVERSIÓN</b>	<b>13 140.00</b>

Es importante que todos conozcan el procedimiento y manipulación de equipos en la manipulación y custodia de los hidrocarburos, por tal motivo es importante que se tome en cuenta estos temas para que sirvan de ayuda a los trabajadores y puedan desempeñar sus funciones de mejor manera y evitar que se cometan errores por desconocimiento.

Dentro del trabajo de campo es necesario que se tome en cuenta estos temas de capacitación, asimismo en el trabajo de fiscalización, en donde se aplica más técnicas y a pesar de tener procesos automatizados es necesario una buena manipulación de los equipos y conocimiento de cada una de las funciones para aprovechar de mejor manera la tecnología disponible.

## **5.6 DISTRIBUCIÓN DEL TRABAJO**

Es importante que para tener una medición exacta se distribuya las responsabilidades a los funcionarios de acuerdo al perfil y experiencia necesaria, con el propósito de que cada área se haga cargo de una actividad, la pueda desempeñar de mejor manera y enviar a la siguiente área para que continúe con el procedimiento, es decir asignar específicamente a cada trabajador de acuerdo al puesto varias actividades, por ejemplo encargarse del mantenimiento periódico de los equipos, otro grupo únicamente de la medición asignando un supervisor que se encargará de realizar el registro de los datos obtenidos.

En este caso el gerente es el principal líder que tienen que planificar el trabajo y hacer que se ejecute tal como se determinó, siempre enmarcando el profesionalismo y transparencia de la información que se obtenga de las actividades que se desempeñan dentro de la empresa.

## CONCLUSIONES

- Las empresas dedicadas a la extracción del petróleo de la región Sucumbíos aplican procedimientos de medición exigidos por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, determinando las diferencias de la producción de crudo fiscalizada la producción reportada por campo y el impacto económico producido en donde utilizan la medición estática para medir el producto en los tanques de almacenamiento con la ayuda de materiales como cintas de medición y termómetros en el caso de medir la temperatura; de igual manera la medición estática es utilizada en la medición del producto en el centro de fiscalización.
- A pesar de aplicar los procedimientos exigidos se pudo determinar que existen diferencias superiores a  $\pm 3$ , que es un parámetro establecido por la norma OIML R-117, y considerado como aceptable, entre la producción de campo y la fiscalizada, esto permitió evidenciar las pérdidas que se generan en el sector petrolero tanto del producto como pérdidas económicas gracias al levantamiento de información técnica de unidades de media LACT y ACT, ductos (líneas), tanques de lavado, tanques de surgencia (reposito), oleoducto, calibradores.
- Se pudo observar en la determinación de diferencias del año 2014, analizadas de forma mensual, que dentro de los parámetros establecidos únicamente 5 meses registraron diferencias menores a 3 o 0.3%, lo cuales fueron en febrero, junio, julio, agosto y octubre, mientras que los meses de enero, marzo, abril, mayo, septiembre, noviembre y diciembre registraron valores superiores que en algunos casos llego hasta el 0.51%, estas diferencias se obtuvo tanto de la empresa pública, los bloques 7 y 18 y las empresas privadas.

- Las diferencias se provocan a causa de errores humanos o negligencias, por parte de las personas encargadas de la medición, por otra parte los equipos de medición se encuentran obsoletos o no se les ha dado el debido mantenimiento periódico que requieren para mejorar el funcionamiento. En el caso de las cintas, tienen poca vida útil y su uso diario hace que se deterioren rápidamente, lo que ocasiona que se pierda los números y dobleces.
- Es necesario plantear estrategias que permitan disminuir las diferencias y evitar que se produzcan pérdidas en la fiscalización del petróleo, entre las estrategias está la capacitación a trabajadores y la inversión de nuevos equipos.



## RECOMENDACIONES

- Realizar un mantenimiento periódico de los tanques, equipos de medición y las vías por donde atraviesa el oleoducto, de igual manera comprobar que no existan conexiones clandestinas por donde se está desviando el petróleo, y por tanto representa una pérdida para el estado.
- Realizar una capacitación al personal en los procedimientos de medición para que sean aplicados de forma correcta y tomando en cuenta los requerimientos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).
- Realizar la inversión en nuevos equipos ya que también el deterioro de los equipos es una causa para encontrar diferencias volumétricas y con la nueva maquinaria y equipos se puede tener una medición más exacta de cada producción, además se pudo comprobar que es viable la inversión que se plantea en el proyecto, por ende es recomendable tomar dicha estrategia.
- Las pérdidas generadas en la fiscalización si son mayores a lo que establece las normas API, sean asumidas por las empresas extractoras, es decir es una forma de que las empresas tenga más cuidado y responsabilidad en la medición.
- Mantener un control estricto al momento del registro de la producción verificando que la cantidad sea la correcta, de igual manera en la fiscalización, para ello es importante que se tenga distribuido el trabajo al personal idóneo y la planificación de las actividades.

- Cumplir con las leyes y reglamentos vigentes para el sector petrolero en el Ecuador, tanto las autoridades como los trabajadores en general deben al menos conocer y aplicar los artículos que los involucra.

## GLOSARIO

**Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero(ARCH):**Es el organismo que se encarga de la regulación, control y fiscalización de las actividades técnicas y operacionales que realicen las empresas dedicadas a la industria hidrocarburífera ya sean públicas o privadas que operan dentro del país, y que se encuentran adscritas al Ministerio Sectorial. (Agencia de Regulación y control hidrocarburífero, 2010)

**Barril:** Es una unidad en donde se ubica el petróleo para la venta y que contiene 42 galones.

**Capacidad de producción:** Dependiendo de las instalaciones se define la cantidad que puede ser producida.

**Capacidad instalada:** Es la máxima capacidad que se puede realizar una producción y que está definida por el fabricante.

**Capacidad ociosa:** Es la capacidad que no está operando pero que es posible hacer uso de ella.

**Complejo:** Es una serie de campos en el que se comparten las instalaciones superficiales comunes.

**Exploración:** Es la iniciación de la actividad petrolera, en la que se descubre en los subsuelos los hidrocarburos en donde se debe hacer un reconocimiento previo, para luego realizar estudios de superficie y subsuelo.

**Fiscalización:** Controlar que se esté cumpliendo con la normativa vigente y a la empresa competente.

**Gravedad API:** Expresa la gravedad específica en términos de grados API.

**Gravedad específica:** Se refiere al volumen de un líquido y sólido, comparado con un mismo volumen de agua en la misma temperatura. (Revilla, 2002, pág. 42)

**Hidrocarburos:** Compuestos orgánicos de carbono e hidrógeno, que puede ser gaseoso, líquido y sólido y que son el gas natural, el petróleo crudo y asfalto.

**Petróleo:** Es una mezcla de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido, que además contiene impurezas. (Cuervo, 2001, pág. 33)

**Petróleo crudo:** Son los hidrocarburos que se encuentra en la fase líquida dentro de los yacimientos. (Cuervo, 2001, pág. 33)

**Pozo:** Es una perforación para buscar el petróleo o gas natural.

**Refinación:** Se le da un tratamiento al crudo de forma que se elimine el agua y se separe el gas natural, para ser almacenados en tanques para su comercialización.

**Tubería de perforación:** Son tubos que se encuentran unidos y en un extremo tiene una herramienta de perforación y que son de aproximadamente 9 m.

**Tubería de producción:** Son tubos que se encuentran unidos que se ubican dentro del pozo con el fin de que hidrocarburos puedan fluir desde el fondo.

**Unidad LACT:** Son aparatos que sirven para medir y registrar de forma automática los volúmenes, en barriles producidos en los campos de operación para que sean después transportadas por el oleoducto.

## BIBLIOGRAFÍA

- Agencia de Regulación y control hidrocarburífero. (2010). *Agencia de Regulación y control hidrocarburífero*. Recuperado el 20 de Marzo de 2015, de <http://www.arch.gob.ec/index.php/home/nuestra-institucion/quienes-somos.html>
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2014). *Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero*. Obtenido de <http://www.arch.gob.ec/archivos/pdf/>
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2014). *Reglamento de Fiscalización*. Quito: Registro Oficial.
- Arboleda, C. (16 de Febrero de 2004). *Agencia de Regulación y Control hidrocarburífero*. Recuperado el 10 de Abril de 2015, de [http://www.arch.gob.ec/index.php/servicios/doc\\_download/286-acuerdo-ministerial-no014.html](http://www.arch.gob.ec/index.php/servicios/doc_download/286-acuerdo-ministerial-no014.html).
- Castells, X. (2012). *Nuevas tecnologías para el tratamiento y conversión energética de residuos*. Madrid: Ediciones Díaz de Santos.
- Corcho, F., & Duque, J. (2005). *Acueductos teoría y diseño*. Colombia: Universidad de Medellín.
- Creus, A. (2011). *Instrumentación Industrial*. Barcelona: Marcombo S.A.
- Cuervo, L. (2001). *Introducción al derecho y a la política de petróleos*. Bogotá: Pontificia Universidad Javeriana.
- Domínguez, E. (2008). *Mecanizado básico y soldadura*. Madrid: Editex.
- Gerling, H. (1979). *Medición de longitudes*. Barcelona: Editorial Reverté.

- Granada, M., Buitrago, D., Claro, E., De la Hoz, B., & Álvarez, A. (2013). *Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles*. Colombia: Ecopetrol S.A.
- Habilis S.A. (2015). *IDM Ingeniería, diseño y montaje*. Obtenido de <http://www.idmuruguay.com/idm-old/index.php?marcado=home>
- Harmsen, T. (2005). *Diseño de estructuras de concreto armado*. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Martínez, J. (2005). *Protopia*. Madrid .
- Naranjo, M., & Albán, L. (2006). *Implementación de la unidad de medición de crudo lact en el campo Gustavo Galindo Velasco*. Quito.
- Nemerow, N., & Dasgupta, A. (1998). *Tratamiento de vertidos industriales y peligrosos*. Madrid: Díaz de Santos S.A.
- Organización para la cooperación y el Desarrollo Económico. (2007). *Factbook OCDE 2007. Estadísticas económicas, ambientales y sociales*. Colombia: Mayol Ediciones.
- Petroamazonas EP. (2013). *Petroamazonas EP*. Recuperado el 23 de Marzo de 2015, de <http://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads.pdf>
- PETROAMAZONAS EP. (2014). *PETROAMAZONAS EP*. Obtenido de <http://www.petroamazonas.gob.ec/>
- Proasem Ltda. (2006). *Proasem*. Obtenido de <http://www.proasem.com/home.html>
- Revilla, A. (2002). *Tecnología*. Costa Rica: Biblioteca Conmemorativa Orton CATIE.
- Rojano, S. (2014). *Instrumentación y control en instalaciones del proceso, energía y servicios auxiliares*. España: Innovación y Cualificación S.L.


Sáenz, S., & Font, L. (2001). *Incertidumbre en la medición: Teoría y practica*. Maracay: L&S CONSULTORES C.A.

TMC S.R.L. (2015). *TMC S.R.L. Ingeniería Petroleo y Gas*. Obtenido de Proyectos y Obras: <http://www.tmyc.com.ar/obras.html>

Valderrama, J. (1998). *Información Tecnológica*. España: Centro de Información Tecnológica.

## ANEXOS

### Anexo 1. Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de enero 2014

 <b>DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y REPORTADA (CAMPOS DE LA EX GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) ENERO 2014</b>										
ENERO 2014										
DÍA	CRUDO ENTREGADO AL SOTE (BLS.			ENTREGAS A REFINERÍAS Y GENERACIÓN (4)	VARIACIÓN STOCK DE TANQUES (5)	BOMBEO DE CRUDO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (6)	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (7)=(3)+(4)+(5)+(6)	P A M PRODUCCIÓN DE CAMPO MENOS B12 Y B15 (8)	DIFERENCIA	
	ENTREGADO AL SOTE (1)	CÍAS. PRIVADAS (2)	P A M ENTREGADO AL SOTE (3) = (1) - (2)						BLS (9) = (7) - (8)	% (10)=[(9)/(7)]*100
1-2	368.191,73	171.727,17	196.464,56	16.155,75	-7.905,59		204.714,72	204.994,91	-280,19	-0,14
2-3	364.080,98	173.253,79	190.827,19	12.177,00	1.946,50		204.950,69	204.887,21	63,48	0,03
3-4	369.473,96	169.948,41	199.525,55	12.162,80	-8.146,07		203.542,28	203.417,90	124,38	0,06
4-5	355.733,89	167.217,01	188.516,88	10.383,19	-6.384,59		202.515,48	203.408,37	-892,89	-0,44
5-6	353.529,76	168.107,63	185.422,13	12.158,19	6.290,21		203.870,53	203.737,36	133,17	0,07
6-7	361.558,59	167.678,08	193.880,51	3.674,33	6.920,93		204.475,77	204.226,08	249,69	0,12
7-8	368.635,63	169.879,20	198.756,43	15.454,33	-9.821,24		204.390,12	204.140,10	250,02	0,12
8-9	360.228,03	170.608,89	189.619,14	22.106,41	-5.989,98		205.735,57	207.569,91	-1.834,34	-0,89
9-10	360.655,86	168.718,01	191.937,85	24.068,33	-10.956,01		205.050,17	207.040,80	-1.990,63	-0,97
10-11	370.409,30	169.523,67	200.885,63	12.155,51	-5.323,51		207.717,63	205.458,13	2.259,50	1,09
11-12	365.534,61	165.628,11	199.906,50	10.533,86	-4.621,88		205.818,48	206.566,02	-747,54	-0,36
12-13	374.615,92	168.873,12	205.742,80	4.466,91	-6.687,13		203.522,58	207.587,11	-4.064,53	-2,00
13-14	370.089,22	168.421,93	201.667,29	16.828,48	-12.899,25		205.596,52	207.778,68	-2.182,16	-1,06
14-15	363.175,35	166.895,31	196.280,04	17.751,02	-7.702,64		206.328,42	208.155,50	-1.827,08	-0,89
15-16	368.396,97	169.524,46	198.872,51	18.010,72	-6.344,62		210.538,61	209.092,75	1.445,86	0,69
16-17	366.303,11	169.606,58	196.696,53	12.226,93	615,36		209.538,82	208.792,54	746,28	0,36
17-18	370.089,13	168.407,90	201.681,23	11.260,99	-2.232,75		210.709,47	210.082,82	626,65	0,30
18-19	371.866,72	166.660,94	205.205,78	12.755,00	-10.007,61		207.953,17	209.229,94	-1.276,77	-0,61
19-20	343.938,74	169.183,41	174.755,33	16.177,90	-3.771,54	19.952,71	207.114,40	208.473,25	-1.358,85	-0,66
20-21	354.625,99	167.311,60	187.314,39	8.161,47	11.840,85	3.534,10	210.850,81	208.914,92	1.935,89	0,92
21-22	355.564,34	170.776,61	184.787,73	16.908,54	-8.518,81	12.517,88	205.695,34	208.405,27	-2.709,93	-1,32
22-23	345.708,22	168.174,96	177.533,26	19.804,73	-9.255,74	20.260,54	208.342,79	209.808,38	-1.465,59	-0,70
23-24	346.322,47	169.648,52	176.673,95	11.668,63	-1.687,09	19.714,23	205.863,72	206.987,20	-1.117,48	-0,54
24-25	349.435,31	169.251,83	180.183,48	10.795,58	-2.017,51	19.826,32	208.787,87	208.099,55	688,32	0,33
25-26	342.250,35	169.114,55	173.135,80	11.198,46	1.022,03	15.080,10	200.436,39	199.658,93	777,46	0,39
26-27	352.731,64	167.233,17	185.548,47	10.090,43	-7.792,52	19.763,95	207.610,33	210.430,47	-2.820,14	-1,36
27-28	334.309,64	170.651,96	163.657,68	2.997,19	21.844,22	20.242,11	208.741,20	209.722,67	-981,47	-0,47
28-29	337.117,22	167.453,01	169.664,21	14.799,87	3.584,07	19.812,43	207.860,58	209.257,75	-1.397,17	-0,67
29-30	338.057,22	169.326,30	168.730,92	15.339,78	1.887,38	19.110,91	205.068,99	209.444,51	-4.375,52	-2,13
30-31	345.627,82	166.283,36	179.344,46	7.611,66	-3.521,59	19.973,81	203.408,34	209.134,82	-5.726,48	-2,82
31-01	345.553,66	168.714,34	176.839,32	15.605,54	-2.618,32	19.982,79	209.809,33	208.743,58	1.065,75	0,51
<b>TOTAL</b>	<b>11.083.861,38</b>	<b>5.233.803,83</b>	<b>5.850.057,55</b>	<b>404.990,13</b>	<b>-88.254,45</b>	<b>229.771,88</b>	<b>6.396.565,11</b>	<b>6.423.247,45</b>	<b>-26.682,34</b>	<b>-0,42</b>




Anexo 2.Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de febrero 2014



**DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y REPORTADA**  
(CAMPOS DE LA EX GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) FEBRERO 2014

DÍA	CRUDO ENTREGADO AL SOTE (BLS.)			ENTREGAS A REFINERÍAS Y GENERACIÓN (4)	VARIACIÓN STOCK DE TANQUES (5)	BOMBEO DE CRUDO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (6)	BOMBEO DE CRUDO RESIDUO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (7)	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (8)=(3)+(4)+(5)+(6)+(7)	P A M PRODUCCIÓN DE CAMPO MENOS B12 Y B15 (9)	DIFERENCIA	
	ENTREGADO AL SOTE (1)	CÍAS. PRIVADAS (2)	P A M ENTREGADO AL SOTE (3) = (1) - (2)							BLS (10) = (8) - (9)	% (11)=[(10)/(8)]*100
1-2	345.709,12	166.138,22	179.570,90	12.327,39	-5.066,69	19.972,21		206.803,81	208.179,72	-1.375,91	-0,67
2-3	343.204,77	168.757,06	174.447,71	12.529,05	1,96	19.991,40		206.970,12	207.751,98	-781,86	-0,38
3-4	338.004,03	168.647,47	169.356,56	10.597,93	4.959,55	19.961,61		204.875,65	208.606,32	-3.730,67	-1,82
4-5	352.463,28	169.157,55	183.305,73	11.398,27	-9.254,50	19.982,99		205.432,49	207.565,62	-2.133,13	-1,04
5-6	337.680,05	167.025,67	170.654,38	11.011,25	8.442,77	19.974,61		210.083,01	207.151,00	2.932,01	1,40
6-7	342.363,86	166.780,01	175.583,85	13.384,44	-1.117,08	19.943,58		207.794,79	208.073,75	-278,96	-0,13
7-8	344.331,49	172.527,94	171.803,55	13.880,38	-681,45	19.949,01		204.951,49	206.372,87	-1.421,38	-0,69
8-9	347.294,26	172.258,62	175.035,64	15.065,17	-938,43	19.983,19		209.145,57	208.861,93	283,64	0,14
9-10	342.629,27	171.599,67	171.029,60	15.790,52	2.060,08	19.937,62		208.817,82	209.625,19	-807,37	-0,39
10-11	341.768,73	172.101,38	169.667,35	18.833,13	428,96	19.953,58		208.883,02	209.554,90	-671,88	-0,32
11-12	342.018,75	170.473,24	171.545,51	14.963,73	1.079,35	19.950,81		207.539,40	208.967,70	-1.428,30	-0,69
12-13	337.413,88	170.507,02	166.906,86	23.679,39	-1.864,04	19.963,79		208.686,00	208.232,96	453,04	0,22
13-14	331.509,61	172.410,02	159.099,59	13.862,78	15.160,35	20.459,93		208.582,65	208.213,44	369,21	0,18
14-15	342.027,03	170.538,09	171.488,94	12.564,48	10.338,39	14.987,92		209.379,73	207.788,63	1.591,10	0,76
15-16	339.711,84	165.008,82	174.703,02	22.600,17	-15.326,42	21.071,36	1.899,62	204.947,75	207.921,21	-2.973,46	-1,45
16-17	348.973,72	166.070,14	182.903,58	15.153,61	-3.556,60	14.503,94	5.491,25	208.495,78	207.029,04	1.466,74	0,70
17-18	352.932,53	172.744,62	180.187,91	15.993,47	1.473,84	1,00	9.052,00	206.708,22	207.488,14	-779,92	-0,38
18-19	351.667,71	168.170,81	183.496,90	13.635,02	2.648,51		7.778,10	207.558,53	208.028,44	-469,91	-0,23
19-20	367.527,48	173.064,33	194.463,15	15.086,46	-6.823,07		4.679,75	207.406,29	207.199,12	207,17	0,10
20-21	357.904,28	172.909,24	184.995,04	12.532,10	-2.842,20		7.454,25	202.139,19	207.772,92	-5.633,73	-2,79
21-22	352.164,76	170.303,76	181.861,00	12.221,14	5.305,39		8.035,07	207.422,60	206.670,47	752,13	0,36
22-23	356.378,82	170.283,28	186.095,54	11.958,74	-503,26		8.739,01	206.290,03	206.323,10	-33,07	-0,02
23-24	344.655,00	171.353,08	173.301,92	12.052,26	1.117,37		8.019,37	194.490,92	196.796,93	-2.306,01	-1,19
24-25	338.928,89	170.077,40	168.851,49	13.811,59	2.632,38	14.315,04	6.211,18	205.821,68	205.591,37	230,31	0,11
25-26	345.111,58	173.379,30	171.732,28	9.931,72	3.475,65	10.714,34	8.325,14	203.579,13	205.415,86	-1.836,73	-0,90
26-27	335.297,38	171.799,14	163.498,24	12.627,71	7.882,47	19.906,93		203.915,35	205.044,20	-1.128,85	-0,55
27-28	333.584,42	169.430,48	164.153,94	15.259,90	8.740,75	19.983,99		208.138,58	206.434,68	1.703,90	0,82
28-29	343.736,16	170.706,31	173.029,85	13.701,73	-1.078,78	19.966,60		205.619,40	204.524,03	1.095,38	0,53
29-30											
30-31											
31-01											
<b>TOTAL</b>	<b>9.656.992,70</b>	<b>4.764.822,67</b>	<b>4.892.170,03</b>	<b>396.453,53</b>	<b>20.695,26</b>	<b>395.475,45</b>	<b>75.684,74</b>	<b>5.780.479,01</b>	<b>5.797.185,51</b>	<b>-16.706,50</b>	<b>-0,29</b>


Anexo 3.Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de marzo 2014

 <b>DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y REPORTADA</b> <b>(CAMPOS DE LA EX GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) MARZO 2014</b>											
MARZO 2014											
DÍA	CRUDO ENTREGADO AL SOTE (BLS. NETOS)			ENTREGAS A REFINERÍAS Y GENERACIÓN (4)	VARIACIÓN STOCK DE TANQUES (5)	BOMBEO DE CRUDO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (6)	BOMBEO DE CRUDO RESIDUO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (7)	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (8)=(3)-(4)-(5)+(6)+(7)	P A M PRODUCCIÓN DE CAMPO MENOS B12 Y B15 (9)	DIFERENCIA	
	ENTREGADO AL SOTE (1)	CÍAS. PRIVADAS (2)	P A M ENTREGADO AL SOTE (3) = (1) - (2)							BLS (10) = (8) - (9)	% ((10)-[(10)/(8)]*100
1-2	341.565,90	168.392,52	173.173,38	12.681,39	-1.676,23	19.983,19		204.161,73	206.770,58	-2.608,85	-1,28
2-3	352.065,39	169.865,94	182.199,45	6.985,64	-3.503,65	19.961,62		205.643,06	206.754,13	-1.111,07	-0,54
3-4	343.293,25	169.203,06	174.090,19	12.494,47	712,14	19.971,59		207.268,39	207.054,67	213,72	0,10
4-5	341.598,15	169.343,94	172.254,21	11.215,64	1.214,38	20.011,91		204.696,14	206.937,86	-2.241,72	-1,10
5-6	353.210,47	172.123,45	181.087,02	11.811,71	-4.818,47	19.963,38		208.043,64	206.702,99	1.340,65	0,64
6-7	345.769,61	171.461,57	174.288,04	10.601,72	-238,71	19.957,22		204.608,27	207.344,55	-2.736,28	-1,34
7-8	342.834,12	170.394,09	172.440,03	13.887,14	-745,74	19.939,19		205.520,62	207.820,97	-2.300,35	-1,12
8-9	333.489,38	169.898,63	163.590,75	14.168,78	6.427,63	19.956,02		204.143,18	205.075,78	-932,60	-0,46
9-10	348.920,13	171.239,33	177.680,80	11.916,01	-3.951,47	19.930,19		205.575,53	207.114,03	-1.538,50	-0,75
10-11	347.780,00	171.259,58	176.520,42	11.750,50	610,70	19.961,81		208.843,43	207.271,69	1.571,74	0,75
11-12	352.802,22	172.973,09	179.829,13	11.635,57	-6.031,96	19.953,79		205.386,53	208.062,65	-2.676,12	-1,30
12-13	343.218,88	171.258,99	171.959,89	11.221,30	2.236,47	19.970,56		205.388,22	206.750,38	-1.362,16	-0,66
13-14	342.944,50	172.318,24	170.626,26	13.786,69	3.983,43	19.972,17		208.368,55	207.845,72	522,83	0,25
14-15	353.047,25	167.970,85	185.076,40	17.085,66	-6.784,20	12.954,83		208.332,69	206.026,24	2.306,45	1,11
15-16	354.108,05	168.731,49	185.376,56	7.330,86	2.504,96	12.980,54		208.192,92	209.086,80	-893,88	-0,43
16-17	362.855,42	170.807,94	192.047,48	6.361,53	-2.446,31	13.376,11		209.338,81	210.769,10	-1.430,29	-0,68
17-18	359.706,99	169.344,47	190.362,52	9.308,10	-4.336,93	13.485,47		208.819,16	209.015,87	-196,71	-0,09
18-19	352.201,81	173.192,44	179.009,37	10.967,74	-1.448,83	20.117,39		208.645,67	209.405,49	-759,82	-0,36
19-20	353.944,77	167.942,21	186.002,56	13.093,20	-10.278,39	19.972,79		208.796,16	210.022,25	-1.226,09	-0,59
20-21	347.338,73	166.583,17	180.755,56	12.584,16	118,30	19.502,40		212.960,42	210.837,90	2.122,52	1,00
21-22	348.359,14	167.014,67	181.344,47	16.780,09	-6.405,21	13.975,62	5.345,28	211.040,25	210.641,78	398,47	0,19
22-23	348.552,09	169.166,80	179.385,29	15.159,19	-6.854,44	14.364,53	5.573,82	207.628,39	210.713,03	-3.084,64	-1,49
23-24	355.444,74	169.543,18	185.901,56	13.084,89	-5.071,90	11.998,05	7.274,17	211.186,77	211.313,53	-126,76	-0,06
24-25	347.383,92	167.691,75	179.692,17	15.218,55	4.525,70	11.975,56	5.624,13	217.036,11	213.212,63	3.823,48	1,76
25-26	345.173,17	175.883,52	169.289,65	14.570,34	-156,55	13.536,90	6.432,42	203.672,76	212.973,77	-9.301,01	-4,57
26-27	308.486,50	178.246,91	130.239,59	12.959,34	49.942,29	12.546,74	7.389,20	213.077,16	213.262,17	-185,01	-0,09
27-28	355.905,92	178.805,32	177.100,60	13.947,54	2.710,02	10.981,41	6.605,77	211.345,54	212.174,36	-828,82	-0,39
28-29	351.773,05	176.323,64	175.449,41	14.497,90	3.710,99	14.000,10	6.016,93	213.675,33	212.508,44	1.166,89	0,55
29-30	354.586,47	178.300,61	176.285,86	12.435,07	6.331,45	16.129,12	3.878,30	215.059,80	213.925,98	1.133,82	0,53
30-31	346.805,47	178.710,85	168.094,62	13.720,24	15.756,26	14.415,15		211.986,27	213.723,89	-1.737,62	-0,82
31-01	364.518,11	178.598,95	185.919,16	11.480,59	-3.269,63	19.955,58		214.085,72	213.919,00	166,72	0,08
<b>TOTAL</b>	<b>10799683,6</b>	<b>5.322.611,20</b>	<b>5.477.072,40</b>	<b>384.747,55</b>	<b>32.766,10</b>	<b>525.800,93</b>	<b>54.140,02</b>	<b>6.474.527,02</b>	<b>6.495.038,23</b>	<b>-20.511,21</b>	<b>-0,32</b>


Anexo 4.Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de abril 2014

PETROAMAZONAS EP		DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y REPORTADA (CAMPOS DE LA EX GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) Abril 2014									
Abr - 2014											
DÍA	CRUDO ENTREGADO AL SOTE (BLS. NETOS)			ENTREGAS A REFI	VARIACIÓN STOCK	BOMBEO DE CRUC	BOMBEO DE CRUC	PRODUCCIÓN FISCALIZADA	P A M PRODUCCIÓN	DIFERENCIA	
	ENTREGADO AL SOTE (1)	CÍAS. PRIVADAS (2)	P A M ENTREGADO AL SOTE (3) = (1) - (2)							BLS (10) = (8) - (9)	% ((11)=[(10)/(8)]*100)
1-2	349.081,81	173.694,57	175.387,24	9.814,55	-116,78	31.940,84	7.743,32	224.769,17	221.688,97	3.080,20	1,37
2-3	347.280,55	169.258,79	178.021,76	11.379,01	7.016,84	16.990,31	8.067,48	221.475,40	221.132,44	342,96	0,15
3-4	353.479,49	171.184,72	182.294,77	16.005,81	-2.467,32	17.082,88	5.286,14	218.202,28	220.791,05	-2.588,77	-1,19
4-5	364.041,51	173.428,07	190.613,44	14.102,07	-3.328,10	17.008,60	6.670,94	225.066,95	223.000,24	2.066,71	0,92
5-6	360.531,47	173.419,68	187.111,79	12.638,99	-2.370,77	18.344,44	7.803,94	222.188,39	222.065,54	122,85	0,06
6-7	355.100,70	171.014,67	184.086,03	16.215,66	-9.359,06	14.368,80	7.610,32	213.521,75	221.814,04	-8.292,29	-3,88
7-8	357.900,00	171.618,21	186.281,79	15.224,26	4.725,76	14.352,22	7.940,96	229.124,99	221.443,48	7.681,51	3,35
8-9	353.938,20	175.198,16	178.740,04	15.076,28	-4.113,86	22.598,54	7.623,32	219.924,32	220.200,21	-275,89	-0,13
9-10	349.451,00	176.258,54	173.192,46	15.314,34	-2.194,77	28.334,41	7.530,91	222.777,95	220.800,72	1.977,23	0,89
10-11	335.000,75	171.085,49	163.915,26	15.908,32	9.301,04	20.529,31	7.965,08	217.619,01	220.230,99	-2.611,98	-1,20
11-12	348.931,99	172.986,39	175.945,60	14.965,21	-1.781,00	27.005,71	7.866,01	224.001,53	219.927,50	4.074,03	1,82
12-13	332.040,25	170.103,72	161.936,53	18.024,67	-2.617,24	30.155,94	4.866,23	212.366,13	219.876,75	-7.510,62	-3,54
13-14	342.870,07	173.729,69	169.140,38	17.760,37	-405,55	27.714,78	5.858,39	220.068,37	220.318,17	-249,80	-0,11
14-15	341.856,24	172.556,31	169.299,93	12.969,00	-1.241,31	30.230,00	7.138,40	218.396,02	218.444,79	-48,77	-0,02
15-16	350.252,36	171.096,90	179.155,46	14.715,30	756,05	20.688,92	4.473,58	219.789,31	219.947,29	-157,98	-0,07
16-17	337.267,29	169.130,56	168.136,73	13.116,76	2.096,43	29.887,09	7.020,09	220.257,10	219.259,80	997,30	0,45
17-18	339.833,13	169.305,52	170.527,61	13.550,38	-2.005,30	28.322,49	7.322,99	217.718,17	219.205,69	-1.487,52	-0,68
18-19	326.657,71	159.927,07	166.730,64	13.370,27	925,71	29.865,61	7.687,95	218.580,18	218.597,93	-17,75	-0,01
19-20	339.418,84	167.684,03	171.734,81	14.909,99	3,87	26.090,55	5.364,38	218.103,60	217.092,94	1.010,66	0,46
20-21	354.546,43	172.533,31	182.013,12	14.781,43	2.270,06	9.957,73	6.166,54	215.188,88	217.384,06	-2.195,18	-1,30
21-22	364.023,91	171.264,44	192.759,47	13.199,97	-5.399,06	9.959,10	7.112,18	217.631,66	217.984,78	-353,12	-0,16
22-23	362.252,25	171.480,47	190.771,78	21.333,69	-3.701,26	9.362,13	1,38	218.367,72	218.098,07	269,65	0,12
23-24	355.834,96	168.525,69	187.309,27	15.180,78	-121,30	9.976,90	5.444,79	217.790,44	217.957,76	-167,32	-0,08
24-25	349.127,49	168.097,65	181.029,84	9.789,38	-2.685,21	19.343,44	8.454,00	216.531,45	218.104,55	-1.573,10	-0,73
25-26	341.147,00	169.226,21	171.920,79	20.088,11	3.117,17	19.944,01	706,56	215.776,64	217.557,26	-1.780,62	-0,83
26-27	341.087,18	168.520,06	174.567,12	13.249,61	20,18	19.339,84	7.507,98	215.284,73	217.346,31	-2.061,58	-0,96
27-28	341.995,58	167.753,43	174.242,15	12.786,31	1.905,87	19.943,81	8.019,12	216.897,26	217.247,06	-349,80	-0,16
28-29	349.125,07	167.621,87	181.503,20	13.117,87	-3.731,29	19.889,90	7.402,26	218.180,94	216.415,54	1.765,40	0,81
29-30	337.262,09	168.443,08	168.819,01	8.706,93	10.394,50	19.778,63	4.945,84	212.644,91	216.344,46	-3.699,55	-1,74
30-31	344.626,19	170.602,10	174.024,09	13.318,81	-3.865,65	19.855,73	7.294,17	210.627,15	216.258,69	-5.631,54	-2,67
31-01	350.597,27	173.229,53	177.367,74	12.618,16	-2.677,92	19.343,32	7.861,21	215.112,51	216.155,95	-1.043,44	-0,49
<b>TOTAL</b>	<b>10776558,78</b>	<b>5.287.978,93</b>	<b>5.488.579,85</b>	<b>443.292,89</b>	<b>-11.649,27</b>	<b>651.004,98</b>	<b>202.756,46</b>	<b>6.773.984,91</b>	<b>6.793.293,03</b>	<b>-19.308,12</b>	<b>0,35</b>

Anexo 5.Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de mayo 2014

 <b>DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y REPORTADA</b> <b>(CAMPOS DE LA EX GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) MAYO 2014</b>											
DÍA	CRUDO ENTREGADO AL SOTE (BLS. NETOS)			ENTREGAS A REFINERÍAS Y GENERACIÓN (4)	VARIACIÓN STOCK DE TANQUES (5)	BOMBEO DE CRUDO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (6)	BOMBEO DE CRUDO RESIDUO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (7)	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (8)=(3)+(4)+(5)+(6)+(7)	P A M PRODUCCIÓN DE CAMPO MENOS B12 Y B15 (9)	DIFERENCIA	
	ENTREGADO AL SOTE (1)	CÍAS. PRIVADAS (2)	P A M ENTREGADO AL SOTE (3)= (1) - (2)							BLS (10) = (8) - (9)	% ((10)/((8))) * 100
1-2	355.200,92	170.114,94	185.085,98	13.743,22	-9.284,06	12.863,25	7.121,87	209.530,26	211.110,41	-1.580,15	-0,75
2-3	352.442,46	169.318,88	183.123,58	15.227,85	-9.575,93	14.490,51	5.889,01	209.155,02	210.847,87	-1.692,85	-0,81
3-4	350.325,89	173.034,53	177.291,36	14.368,13	-1.963,71	14.196,59	6.123,94	210.016,31	211.752,31	-1.736,00	-0,83
4-5	343.199,60	176.344,63	166.854,97	16.104,14	5.018,60	14.378,67	6.268,43	208.624,81	211.397,75	-2.772,94	-1,33
5-6	340.148,06	168.716,80	171.431,26	13.396,26	961,81	12.355,11	7.344,43	205.488,87	205.087,37	401,50	0,20
6-7	346.611,56	173.361,23	173.250,33	12.033,23	2.616,89	11.936,86	8.242,55	208.079,86	209.438,31	-1.358,45	-0,65
7-8	347.600,23	169.740,92	177.859,31	11.994,36	-446,09	11.285,65	8.684,61	209.377,84	209.140,72	237,12	0,11
8-9	343.053,76	171.266,79	171.786,97	13.818,48	1.994,81	13.039,82	6.893,45	207.533,53	208.978,11	-1.444,58	-0,70
9-10	353.527,16	170.854,29	182.672,87	12.177,04	-4.098,96	12.104,78	8.010,19	210.865,92	209.709,68	1.156,24	0,55
10-11	339.013,46	168.191,64	170.821,82	12.222,18	-3.355,56	19.071,42	8.536,23	207.296,09	210.137,76	-2.841,67	-1,37
11-12	345.389,41	172.514,60	172.874,81	12.486,25	3.114,36	11.980,24	8.957,39	209.413,05	211.106,63	-1.693,58	-0,81
12-13	353.098,39	170.100,22	182.998,17	14.800,08	-5.859,65	11.989,27	6.600,09	210.527,96	211.044,22	-516,26	-0,25
13-14	347.227,78	171.307,54	175.920,24	12.590,05	-4.759,73	20.295,15	7.723,41	211.769,12	211.234,89	534,23	0,25
14-15	345.183,75	169.835,24	175.348,51	13.947,81	-4.023,04	15.278,97	7.097,13	207.649,38	210.931,14	-3.281,76	-1,58
15-16	354.774,60	172.864,29	181.910,31	14.154,31	-4.933,01	13.959,71	5.631,92	210.723,24	211.399,01	-675,77	-0,32
16-17	348.796,51	171.839,70	176.956,81	12.295,43	-6.003,19	20.523,20	7.832,12	211.604,37	210.639,42	964,95	0,46
17-18	345.614,37	171.487,74	174.126,63	13.026,67	-2.710,55	14.462,60	7.640,21	206.545,56	210.996,87	-4.451,31	-2,16
18-19	345.029,52	171.681,40	173.348,12	13.290,16	3.831,54	11.978,76	7.465,87	209.914,45	211.241,88	-1.327,43	-0,63
19-20	346.349,87	168.676,66	177.673,21	13.031,13	267,26	12.318,41	7.488,16	210.778,17	211.442,78	-664,61	-0,32
20-21	353.246,47	170.055,65	183.190,82	13.958,07	-7.461,64	13.983,08	6.662,70	210.333,03	211.944,09	-1.611,06	-0,77
21-22	344.762,19	171.748,83	173.013,36	13.846,77	6.087,43	12.969,34	6.832,69	212.749,59	210.770,24	1.979,35	0,93
22-23	357.193,52	170.971,86	186.161,66	12.779,01	-8.647,69	12.691,11	7.683,38	210.667,47	210.733,71	-66,24	-0,03
23-24	347.334,19	171.127,22	176.206,97	12.940,27	-4.133,48	18.340,46	7.726,76	211.080,98	207.932,22	3.148,76	1,49
24-25	313.988,47	171.377,73	142.610,74	12.305,69	21.720,84	20.665,28	8.265,59	205.568,14	208.253,35	-2.685,21	-1,31
25-26	333.740,21	170.810,63	162.929,58	14.312,08	11.115,05	12.972,45	6.193,55	207.522,71	209.842,60	-2.319,89	-1,12
26-27	354.202,84	170.633,05	183.569,79	14.756,97	-8.502,91	12.076,31	7.989,71	209.889,87	209.847,10	42,77	0,02
27-28	352.928,80	171.520,92	181.407,88	14.748,97	-7.614,49	12.058,68	8.047,33	208.648,37	209.336,20	-687,83	-0,33
28-29	336.983,98	171.013,52	165.970,46	14.578,46	1.551,87	17.364,58	7.621,80	207.087,17	209.495,19	-2.408,02	-1,16
29-30	338.378,16	168.663,65	169.714,51	12.138,19	388,04	11.957,59	8.281,85	202.480,18	210.677,73	-8.197,55	-4,05
30-31	340.372,15	169.800,61	170.571,54	14.756,03	7.762,98	11.966,52	7.889,90	212.946,97	210.024,81	2.922,16	1,37
31-01	352.897,98	168498,84	184.399,14	14.007,36	-8.258,19	11.762,97	8.245,44	210.156,72	209938,74	217,98	0,10
<b>TOTAL</b>	<b>10728556,26</b>	<b>5.297.474,55</b>	<b>5.431.081,71</b>	<b>419.834,65</b>	<b>-35.200,40</b>	<b>437.317,34</b>	<b>230.991,71</b>	<b>6.484.025,01</b>	<b>6.516.432,90</b>	<b>-32.407,89</b>	<b>-0,50</b>

Anexo 6.Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de junio 2014

 <b>DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y REPORTADA</b> <b>(CAMPOS DE LA EX GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) JUNIO 2014</b>												
DÍA	CRUDO ENTREGADO AL SOTE (BLS. NETOS)			ENTREGAS A REFINERÍAS Y GENERACIÓN (4)	VARIACIÓN STOCK DE TANQUES (5)	BOMBEO DE CRUDO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (6)	BOMBEO DE CRUDO RESIDUO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (7)	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (8)=(3)+(4)+(5)-(6)-(7)	P A M PRODUCCIÓN DE CAMPO MENOS B12 Y B15 (9)	DIFERENCIA		
	ENTREGADO AL SOTE (1)	CÍAS. PRIVADAS (2)	P A M ENTREGADO AL SOTE (3) = (1) - (2)							BLS (10) = (8) - (9)	% ((10)/((8))) * 100	
1-2	338.765,39	169.034,16	169.731,23	11.997,15	801,68	16.359,22	8.619,64	207.508,92	210.132,01	-2.623,09	-1,26	
2-3	338.406,95	168.134,76	170.272,19	14.592,22	5.095,75	11.666,33	8.330,41	209.956,90	209.585,61	371,29	0,18	
3-4	345.715,59	169.293,60	176.421,99	176.421,99	9.610,60	3.482,16	13.779,88	5.963,27	209.257,90	210.343,29	-1.085,39	-0,52
4-5	343.959,63	170.877,37	173.082,26	14.468,76	5.655,01	12.167,63	7.894,68	213.268,30	211.306,92	1.961,38	0,92	
5-6	335.675,59	171.370,88	164.304,71	14.376,71	5.338,90	12.024,31	8.288,74	204.333,37	206.290,71	-1.957,34	-0,96	
6-7	341.245,65	173.274,44	167.971,21	167.971,21	14.716,01	9.445,61	11.971,44	212.389,18	210.730,42	1.658,76	0,78	
7-8	352.364,28	171.604,11	180.760,17	15.510,89	-6.080,68	13.995,62	5.409,09	209.595,09	210.210,38	-615,29	-0,29	
8-9	355.977,02	171.443,09	184.533,93	12.994,93	-5.884,60	12.477,24	7.376,73	211.498,23	210.143,00	1.355,23	0,64	
9-10	343.172,12	172.014,28	171.157,84	12.365,18	4.869,70	12.699,15	7.418,53	208.510,40	210.435,88	-1.925,48	-0,92	
10-11	347.695,11	169.529,71	178.165,40	12.168,05	-434,37	12.295,10	8.192,89	210.387,07	210.502,86	-115,79	-0,06	
11-12	359.091,60	169.902,73	189.188,87	13.153,88	-12.978,54	12.359,33	7.469,50	209.193,04	210.416,01	-1.222,97	-0,58	
12-13	344.142,24	173.862,82	170.279,42	13.701,76	1.416,56	14.648,98	7.154,16	207.200,88	210.392,26	-3.191,38	-1,54	
13-14	344.807,60	170.805,59	174.002,01	13.896,51	5.091,08	14.653,80	7.208,91	214.852,31	210.389,64	4.462,67	2,08	
14-15	325.795,18	170.855,74	154.939,44	13.336,17	20.014,98	12.525,02	7.435,25	208.250,86	210.151,73	-1.900,87	-0,91	
15-16	351.561,36	169.868,19	181.693,17	12.692,50	-3.884,51	14.949,97	4.946,73	210.397,86	209.843,17	554,69	0,26	
16-17	353.885,19	169.965,99	183.899,20	13.455,64	-6.795,19	12.694,32	7.249,41	210.503,38	209.965,38	538,00	0,26	
17-18	343.072,54	169.955,07	173.117,47	12.910,91	1.149,27	12.527,78	7.428,52	207.133,95	209.596,14	-2.462,19	-1,19	
18-19	329.584,62	169.040,46	160.544,16	13.500,32	12.598,46	13.394,48	7.447,60	207.485,02	208.218,87	-733,85	-0,35	
19-20	345.423,36	172.579,01	172.844,35	16.147,20	1.623,51	15.606,35	4.486,78	210.708,19	209.378,28	1.329,91	0,63	
20-21	351.192,53	170.217,93	180.974,60	12.958,24	-659,15	11.973,37	5.877,01	211.124,07	210.915,67	208,40	0,10	
21-22	355.226,53	169.676,86	185.549,67	13.949,27	-6.195,92	11.989,19	6.182,30	211.474,51	211.749,63	-275,12	-0,13	
22-23	352.117,24	166.730,72	185.386,52	13.414,91	-7.178,26	12.961,15	7.099,18	211.683,50	212.118,54	-435,04	-0,21	
23-24	348.791,96	165.606,68	183.185,28	10.776,91	-1.876,40	12.098,09	7.728,47	211.912,35	211.991,54	-79,18	-0,04	
24-25	352.128,85	168.997,49	183.131,36	12.371,52	-4.512,18	14.464,35	5.654,02	211.109,07	212.744,18	-1.635,11	-0,77	
25-26	352.456,78	170.511,37	181.945,41	13.669,23	-3.086,70	11.638,87	6.485,02	210.651,83	211.521,01	-869,18	-0,41	
26-27	351.963,97	170.981,43	180.982,54	12.689,97	2.468,35	10.175,00	7.818,31	214.134,17	213.407,03	727,14	0,34	
27-28	357.550,97	172.435,61	185.115,36	12.675,60	-1.594,36	10.079,19	8.001,75	214.277,54	215.059,22	-781,67	-0,36	
28-29	358.614,69	173.059,42	185.555,27	19.389,23	3.826,00	12.951,27	1.052,10	222.773,87	215.193,23	7.580,64	3,40	
29-30	353.392,07	173.560,76	179.831,31	13.895,69	1.744,48	12.994,51	6.649,12	215.115,11	215.192,50	-77,39	-0,04	
30-31	345.775,72	172.523,55	173.252,17	12.731,05	7.956,01	12.058,76	7.994,07	213.992,06	214.100,61	-108,55	-0,05	
31-01												
<b>TOTAL</b>	<b>10419532,33</b>	<b>5.117.713,82</b>	<b>5.301.818,51</b>	<b>404.117,01</b>	<b>31.416,65</b>	<b>386.179,76</b>	<b>207.147,00</b>	<b>6.330.678,93</b>	<b>6.332.025,69</b>	<b>-1.346,76</b>	<b>-0,02</b>	


Anexo 7. Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de julio 2014



**DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y REPORTADA  
(CAMPOS DE LA EX GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) JULIO 2014**

DÍA	CRUDO ENTREGADO AL SOTE (BLS. NETOS)			ENTREGAS A REFINERÍAS Y GENERACIÓN (4)	VARIACIÓN STOCK DE TANQUES (5)	BOMBEO DE CRUDO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (6)	BOMBEO DE CRUDO RESIDUO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (7)	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (8)=(3)+(4)+(5)+(6)-(7)	P A M PRODUCCIÓN DE CAMPO MENOS B12 Y B15 (9)	DIFERENCIA	
	ENTREGADO AL SOTE (1)	CÍAS. PRIVADAS (2)	P A M ENTREGADO AL SOTE (3) = (1) - (2)							BLS (10) = (8) - (9)	% (11)=[(10)/(8)]*100
1-2	346.803,44	169.649,86	177.153,58	16.450,50	2.172,05	12.957,34	3.806,39	212.539,86	214.741,33	-2.201,47	-1,04
2-3	332.764,34	167.934,11	164.830,23	12.563,58	16.111,89	12.954,65	6.869,28	213.329,63	214.621,61	-1.291,98	-0,61
3-4	353.044,81	163.196,37	189.848,44	15.364,19	-11.406,91	12.975,41	6.872,29	213.653,42	215.319,55	-1.666,13	-0,78
4-5	348.497,26	166.504,00	181.993,26	13.818,40	-884,19	12.769,65	7.208,79	214.905,91	215.194,93	-289,02	-0,13
5-6	348.790,86	169.755,46	179.035,40	19.527,10	-7.658,50	13.714,70	4.371,39	208.990,09	212.650,21	-3.660,12	-1,75
6-7	349.702,43	169.580,36	180.122,07	14.595,43	761,58	13.094,25	6.980,36	215.553,69	214.293,69	1.260,00	0,58
7-8	356.211,28	170.888,78	185.322,50	8.041,02	-1.156,44	12.957,94	7.390,45	212.555,47	215.587,44	-3.031,97	-1,43
8-9	348.583,84	169.935,88	178.647,96	13.728,13	2.457,50	12.754,30	7.850,08	215.437,97	214.869,06	568,91	0,26
9-10	366.543,66	172.256,91	194.286,75	12.710,78	-12.313,44	12.254,02	7.899,31	214.837,42	215.424,26	-586,84	-0,27
10-11	353.395,03	169.791,08	184.603,95	15.779,80	-3.333,26	13.993,04	5.646,55	216.096,08	216.024,28	71,80	0,03
11-12	347.133,49	169.517,91	177.615,58	14.189,22	3.140,07	12.967,31	6.749,48	214.661,66	216.657,59	-1.995,93	-0,93
12-13	343.504,11	169.222,59	174.281,52	13.442,13	1.014,52	22.558,04	7.041,01	218.337,22	217.233,45	1.103,77	0,51
13-14	352.547,41	170.266,99	182.280,42	11.850,29	-1.452,14	22.171,77	7.753,00	222.603,34	221.017,87	1.585,47	0,71
14-15	343.701,60	170.330,29	173.371,31	15.765,79	-2.826,75	29.449,46	4.974,94	220.734,75	221.386,96	-652,22	-0,30
15-16	345.092,96	170.128,89	174.964,07	14.855,62	103,18	26.832,32	5.953,53	222.708,78	221.584,05	1.124,73	0,51
16-17	335.891,03	168.827,70	167.063,33	13.318,80	1.995,34	31.486,58	7.106,92	220.970,97	222.008,64	-1.037,67	-0,47
17-18	345.076,07	169.495,54	175.580,53	10.926,44	2.027,96	32.336,95	2.401,55	223.273,43	222.819,79	453,64	0,20
18-19	347.454,79	169.030,50	178.424,29	12.874,23	-3.804,53	30.633,39	6.703,04	224.830,42	222.989,69	1.840,73	0,82
19-20	327.129,92	169.813,22	157.316,70	12.705,17	15.021,18	30.266,06	7.623,67	222.932,78	222.780,04	152,74	0,07
20-21	338.259,58	170.639,97	167.619,61	12.098,46	-418,96	31.192,89	7.854,92	218.346,92	220.911,49	-2.564,57	-1,17
21-22	345.851,45	170.573,68	175.277,77	3.554,01	-3.634,40	31.904,79	7.489,00	214.591,17	217.492,54	-2.901,37	-1,35
22-23	343.793,35	174.247,21	169.546,14	15.578,32	1.013,07	31.860,13	5.088,46	223.086,12	217.911,82	5.174,30	2,32
23-24	351.186,56	174.748,98	176.437,58	13.680,65	-8.847,72	27.574,53	7.174,66	216.019,70	217.762,75	-1.743,05	-0,81
24-25	350.677,02	174.404,96	176.272,06	12.891,37	-823,47	23.000,73	7.629,51	218.970,20	218.093,10	877,10	0,40
25-26	340.511,33	173.092,84	167.418,49	13.044,44	-5.171,79	31.932,80	7.877,17	215.101,11	219.699,54	-4.598,43	-2,14
26-27	345.224,74	172.317,74	172.907,00	16.330,93	-7.124,66	30.729,85	3.277,87	216.120,99	217.378,03	-1.257,04	-0,58
27-28	335.874,65	173.881,54	161.993,11	13.471,12	7.097,08	31.949,08	6.967,66	221.478,05	220.082,81	1.395,24	0,63
28-29	335.240,53	174.615,28	160.625,25	12.966,80	3.107,25	31.896,38	7.765,06	216.380,74	219.228,33	-2.867,59	-1,33
29-30	338.198,97	169.147,69	169.051,28	13.095,28	-4.432,36	31.951,40	8.191,19	217.856,79	217.586,72	270,07	0,12
30-31	337.328,88	171.092,46	166.236,42	14.759,41	-1.553,48	31.927,43	6.099,56	217.469,34	218.732,27	-1.262,93	-0,58
31-01	347.729,07	173.563,59	174.165,48	9.650,84	-1.689,08	31.948,80	7.095,80	221.171,84	220.979,30	192,54	0,09
<b>TOTAL</b>	<b>1070174,46</b>	<b>5287452,388</b>	<b>5414292,072</b>	<b>413628,25</b>	<b>-23109,412</b>	<b>737001,99</b>	<b>203712,95</b>	<b>6745525,85</b>	<b>6763063,15</b>	<b>-17537,3</b>	<b>-0,26</b>

Anexo 8. Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de agosto 2014


 <b>DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y REPORTADA (CAMPOS DE LA EX GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) AGOSTO 2014</b>											
Ago - 2014											
Día	CRUDO ENTREGADO AL SOTE (BLS. NETOS)			ENTREGAS A REFINERÍAS Y GENERACIÓN (4)	VARIACIÓN STOCK DE TANQUES (5)	BOMBEO DE CRUDO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (6)	BOMBEO DE CRUDO RESIDUO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (7)	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (8) = (3) + (4) + (5) + (6) + (7)	P A M PRODUCCIÓN DE CAMPO MENOS B12 Y B15 (9)	DIFERENCIA	
	ENTREGADO AL SOTE (1)	CÍAS. PRIVADAS (2)	P A M ENTREGADO AL SOTE (3) = (1) - (2)							BLS (10) = (8) - (9)	% (11) = [(10)/(8)]*100
1-2	349.081,81	173.694,57	175.387,24	9.814,55	-116,78	31.940,84	7.743,32	224.769,17	221.688,97	3.080,20	1,37
2-3	347.280,55	169.258,79	178.021,76	11.379,01	7.016,84	16.990,31	8.067,48	221.475,40	221.132,44	342,96	0,15
3-4	353.479,49	171.184,72	182.294,77	16.005,81	-2.467,32	17.082,88	5.286,14	218.202,28	220.791,05	-2.588,77	-1,19
4-5	364.041,51	173.428,07	190.613,44	14.102,07	-3.328,10	17.008,60	6.670,94	225.066,95	223.000,24	2.066,71	0,92
5-6	360.531,47	173.419,68	187.111,79	12.698,99	-2.370,77	16.944,44	7.803,94	222.188,39	222.065,54	122,85	0,06
6-7	355.100,70	171.014,67	184.086,03	16.215,66	-9.359,06	14.968,80	7.610,32	213.521,75	221.814,04	-8.292,29	-3,88
7-8	357.900,00	171.618,21	186.281,79	15.224,26	4.725,76	14.952,22	7.940,96	229.124,99	221.443,48	7.681,51	3,35
8-9	353.938,20	175.198,16	178.740,04	15.076,28	-4.113,86	22.598,54	7.623,32	219.924,32	220.200,21	-275,89	-0,13
9-10	349.451,00	176.258,54	173.192,46	15.314,94	-2.194,77	28.934,41	7.530,91	222.777,95	220.800,72	1.977,23	0,89
10-11	335.000,75	171.085,49	163.915,26	15.908,32	9.301,04	20.529,31	7.965,08	217.619,01	220.230,99	-2.611,98	-1,20
11-12	348.931,99	172.986,39	175.945,60	14.965,21	-1.781,00	27.005,71	7.866,01	224.001,53	219.927,50	4.074,03	1,82
12-13	332.040,25	170.103,72	161.936,53	18.024,67	-2.617,24	30.155,94	4.866,23	212.366,13	219.876,75	-7.510,62	-3,54
13-14	342.870,07	173.729,69	169.140,38	17.760,37	-405,55	27.714,78	5.858,39	220.068,37	220.318,17	-249,80	-0,11
14-15	341.856,24	172.556,31	169.299,93	12.969,00	-1.241,31	30.230,00	7.138,40	218.396,02	218.444,79	-48,77	-0,02
15-16	350.252,36	171.096,90	179.155,46	14.715,30	756,05	20.688,92	4.473,58	219.789,31	219.947,29	-157,98	-0,07
16-17	337.267,29	169.130,56	168.136,73	13.116,76	2.096,43	29.887,09	7.020,09	220.257,10	219.259,80	997,30	0,45
17-18	339.833,13	169.305,52	170.527,61	13.550,38	-2.005,30	28.322,49	7.322,99	217.718,17	219.205,69	-1.487,52	-0,68
18-19	326.657,71	159.927,07	166.730,64	13.370,27	925,71	29.865,61	7.687,95	218.580,18	218.597,93	-17,75	-0,01
19-20	339.418,84	167.684,03	171.734,81	14.909,99	3,87	26.090,55	5.364,38	218.103,60	217.092,94	1.010,66	0,46
20-21	354.546,43	172.533,31	182.013,12	14.781,43	2.270,06	9.957,73	6.166,54	215.188,88	217.984,06	-2.795,18	-1,30
21-22	364.023,91	171.264,44	192.759,47	13.199,97	-5.399,06	9.959,10	7.112,18	217.631,66	217.984,78	-353,12	-0,16
22-23	362.252,25	171.480,47	190.771,78	21.333,69	-3.701,26	9.962,13	1,38	218.367,72	218.098,07	269,65	0,12
23-24	355.834,96	168.525,69	187.309,27	15.180,78	-121,30	9.976,90	5.444,79	217.790,44	217.957,76	-167,32	-0,08
24-25	349.127,49	168.097,65	181.029,84	9.789,38	-2.685,21	19.943,44	8.454,00	216.531,45	218.104,55	-1.573,10	-0,73
25-26	341.147,00	169.226,21	171.920,79	20.088,11	3.117,17	19.944,01	706,56	215.776,64	217.557,26	-1.780,62	-0,83
26-27	341.087,18	166.520,06	174.567,12	13.249,61	20,18	19.939,84	7.507,98	215.284,73	217.346,31	-2.061,58	-0,96
27-28	341.995,58	167.753,43	174.242,15	12.786,31	1.905,87	19.943,81	8.019,12	216.897,26	217.247,06	-349,80	-0,16
28-29	349.125,07	167.621,87	181.503,20	13.117,87	-3.731,29	19.888,90	7.402,26	218.180,94	216.415,54	1.765,40	0,81
29-30	337.262,09	168.443,08	168.819,01	8.706,93	10.394,50	19.778,63	4.945,94	212.644,91	216.344,46	-3.699,55	-1,74
30-31	344.626,19	170.602,10	174.024,09	13.318,81	-3.865,65	19.855,73	7.294,17	210.627,15	216.258,69	-5.631,54	-2,67
31-01	350.597,27	173.229,53	177.367,74	12.618,16	-267,72	19.943,32	7.861,21	215.112,51	216.155,95	-1.043,44	-0,49
<b>TOTAL</b>	<b>10776558,78</b>	<b>5.287.978,93</b>	<b>5.488.579,85</b>	<b>443.292,89</b>	<b>-11.649,27</b>	<b>651.004,98</b>	<b>202.756,46</b>	<b>6.773.984,91</b>	<b>6.793.293,03</b>	<b>-19.308,12</b>	<b>-0,29</b>

Anexo 9. Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de septiembre 2014


DÍA	DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y REPORTADA (CAMPOS DE LA EX GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) SEPTIEMBRE 2014										DIFERENCIA	
	CRUDO ENTREGADO AL SOTE (BLS. NETOS)			ENTREGAS A REFINERÍAS Y GENERACIÓN (4)	VARIACIÓN STOCK DE TANQUES (5)	BOMBEO DE CRUDO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (6)	BOMBEO DE CRUDO RESIDUO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (7)	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (8)=(3)+(4)+(5)+(6)+(7)	P A M PRODUCCIÓN DE CAMPO MENOS B12 Y B15 (9)	BLS (10) = (8) - (9)	%	((11)-[(10)/(8)])*100
	ENTREGADO AL SOTE (1)	CÍAS. PRIYADAS (2)	P A M ENTREGADO AL SOTE (3) = (1) - (2)									
1-2	341.902,14	170.067,75	171.834,39	13.650,44	4.987,19	19.908,48	7.023,22	217.403,72	216.286,75	1.116,97	0,51	
2-3	348.517,32	168.443,10	180.074,22	15.832,26	2.912,79	9.979,88	5.181,05	213.980,20	215.040,03	-1.059,83	-0,50	
3-4	365.738,05	167.230,60	198.507,45	14.376,86	-8.026,86	4.973,42	6.622,56	216.453,43	217.041,65	-588,22	-0,27	
4-5	350.102,83	163.427,23	186.675,60	13.554,60	-1.737,76	10.025,41	7.727,28	216.245,13	216.906,13	-661,00	-0,31	
5-6	347.266,45	165.747,80	181.518,65	19.096,81	9.027,33	5.109,12	2.119,22	216.871,13	216.956,57	-85,44	-0,04	
6-7	344.114,55	168.847,35	175.267,20	14.756,36	14.676,82	4.994,52	6.482,08	216.176,98	216.481,85	-304,87	-0,14	
7-8	360.096,51	165.728,09	194.368,42	13.737,85	-2.867,96	5.256,32	7.123,95	217.618,58	214.911,17	2.707,41	1,24	
8-9	353.673,05	166.875,71	186.797,34	13.201,81	-487,19	4.988,29	7.419,61	211.919,86	215.589,94	-3.670,08	-1,73	
9-10	360.422,64	166.863,65	193.558,99	16.494,65	-16.092,48	6.623,03	5.168,10	209.165,29	210.878,60	-1.713,31	-0,82	
10-11	336.937,35	169.305,33	167.632,02	15.930,63	7.364,03	18.468,49	5.491,05	214.886,22	213.354,58	1.531,64	0,71	
11-12	342.235,66	166.967,92	175.267,74	13.772,68	-3.953,77	19.884,62	6.627,21	211.598,48	212.879,12	-1.280,64	-0,61	
12-13	337.698,78	164.755,18	172.943,60	12.746,46	7.327,03	9.967,61	8.063,49	211.046,19	213.669,34	-2.621,15	-1,24	
13-14	365.264,45	166.947,67	198.316,78	14.968,43	-8.856,05	1.167,66	5.753,88	211.350,70	213.757,38	-2.406,68	-1,14	
14-15	363.643,82	167.041,77	196.602,05	13.203,09	-7.310,85	9.936,97	7.290,58	219.721,84	215.402,39	4.319,45	1,97	
15-16	346.689,27	164.803,21	181.886,06	13.020,36	-624,69	9.964,41	7.681,40	211.927,54	216.012,07	-4.084,53	-1,93	
16-17	356.671,73	165.736,31	190.935,42	12.540,48	-5.528,55	9.961,03	8.190,37	216.098,75	215.562,48	536,27	0,25	
17-18	351.988,16	167.157,16	184.831,00	10.490,55	3.487,59	9.962,32	7.683,44	216.454,90	216.875,76	-420,86	-0,19	
18-19	355.367,53	166.134,56	189.232,97	16.263,25	-2.058,94	9.955,84	4.534,84	217.927,96	216.299,56	1.628,40	0,75	
19-20	358.530,78	166.807,35	191.723,43	13.582,49	-2.573,42	9.963,12	7.114,23	219.809,85	216.654,36	4.155,49	1,89	
20-21	337.741,50	166.748,50	170.993,00	14.572,93	6.369,34	14.937,21	6.304,25	213.176,73	216.795,35	-3.618,62	-1,70	
21-22	348.566,60	164.838,76	183.727,84	15.562,59	-6.397,91	14.957,07	5.108,70	212.958,29	216.211,47	-3.253,18	-1,53	
22-23	346.392,66	166.607,80	179.784,86	12.883,59	-2.009,87	14.936,76	7.622,29	213.217,63	217.121,65	-3.904,02	-1,83	
23-24	355.559,58	166.478,16	189.081,42	12.815,47	212,69	9.960,22	7.738,56	219.808,36	217.016,57	2.791,79	1,27	
24-25	354.662,07	167.742,92	186.919,15	18.222,62	-7.772,52	14.940,06	2.539,99	214.849,30	216.303,70	-1.454,40	-0,68	
25-26	354.540,90	170.129,65	184.411,25	15.826,78	-5.156,54	14.951,20	4.981,75	215.044,44	215.788,08	-743,64	-0,35	
26-27	336.079,62	164.766,87	171.312,75	18.999,98	6.016,17	14.945,78	1.414,95	212.689,63	214.643,72	-1.954,09	-0,92	
27-28	350.700,47	166.304,30	184.396,17	16.032,80	-494,10	9.982,41	4.391,84	214.309,12	213.990,48	318,64	0,15	
28-29	351.048,26	166.196,64	184.851,62	16.873,35	739,71	9.964,61	3.968,00	216.397,29	218.190,89	-1.793,60	-0,83	
29-30	352.673,21	166.333,66	186.339,55	13.247,71	1.887,58	10.166,88	7.573,98	219.215,70	217.960,33	1.255,37	0,57	
30-01	343.285,73	167.015,59	176.270,14	12.426,00	6.154,74	9.964,03	7.955,15	212.770,06	218.860,00	-6.089,94	-2,86	
<b>TOTAL</b>	<b>10518111,67</b>	<b>5.002.050,59</b>	<b>5.516.061,08</b>	<b>438.683,88</b>	<b>-10.786,45</b>	<b>324.239,76</b>	<b>182.897,02</b>	<b>6.451.095,30</b>	<b>6.472.441,97</b>	<b>-21.346,67</b>	<b>-0,33</b>	



Anexo 10. Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de octubre 2014

 <b>DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y REPORTADA</b> <b>(CAMPOS DE LA EX GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) OCTUBRE 2014</b>											
OCTUBRE 2014											
DÍA	CRUDO ENTREGADO AL SOTE (BLS. NETOS)			ENTREGAS A REFINERÍAS Y GENERACIÓN (4)	VARIACIÓN STOCK DE TANQUES (5)	BOMBEO DE CRUDO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (6)	BOMBEO DE CRUDO RESIDUO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (7)	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (8)=(3)+(4)+(5)+(6)+(7)	P A M PRODUCCIÓN DE CAMPO MENOS B12 Y B15 (9)	DIFERENCIA	
	ENTREGADO AL SOTE (1)	CÍAS. PRIVADAS (2)	P A M ENTREGADO AL SOTE (3) = (1) - (2)							BLS (10) = (8) - (9)	% (11)=[(10)/(8)]*100
1-2	353.795,92	167.026,41	186.769,51	16.554,15	-1.393,63	9.980,60	4.321,98	216.232,61	218.636,51	-2.403,90	-1,11
2-3	353.676,06	164.400,63	189.275,43	16.337,16	239,58	7.968,43	6.653,43	220.474,03	216.455,16	4.018,87	1,82
3-4	351.436,64	165.022,86	186.413,78	14.751,24	2.730,77	8.219,82	8.006,38	220.121,98	219.211,32	910,67	0,41
4-5	339.753,70	164.105,85	175.647,85	16.622,60	9.473,19	18.885,34	3.038,09	223.667,07	224.904,13	-1.237,06	-0,55
5-6	349.585,08	169.422,14	180.162,94	12.285,90	-609,75	19.929,61	7.968,27	219.736,97	219.541,72	195,25	0,09
6-7	356.363,14	167.011,45	189.351,69	20.074,52	-164,64	9.959,07	1,57	219.222,21	219.631,86	-409,65	-0,19
7-8	354.404,39	168.239,85	186.164,54	17.753,29	6.214,56	9.902,96	57,13	220.092,48	220.519,30	-426,82	-0,19
8-9	357.455,99	167.409,26	190.046,73	16.981,49	-2.887,33	9.954,24	3.186,08	217.281,21	220.424,09	-3.142,88	-1,45
9-10	361.573,63	167.308,63	194.265,00	14.110,78	-830,16	9.898,66	6.282,81	223.727,09	220.402,26	3.324,83	1,49
10-11	353.111,61	165.547,96	187.563,65	13.157,64	382,43	10.315,89	7.080,30	218.499,91	219.619,19	-1.119,28	-0,51
11-12	349.437,62	167.183,93	182.253,69	13.275,53	-4.233,56	19.927,83	8.044,17	219.267,66	221.172,27	-1.904,61	-0,87
12-13	354.294,88	167.747,99	186.546,89	19.572,34	-4.882,62	19.900,50	5.166,87	226.303,98	222.516,67	3.787,31	1,67
13-14	354.705,95	167.334,62	187.371,33	8.986,09	-3.341,21	22.929,50	6.806,62	222.752,33	221.484,84	1.267,49	0,57
14-15	316.884,26	166.937,54	149.946,72	16.017,60	25.915,86	24.902,30	4.721,42	221.503,90	222.059,11	-555,21	-0,25
15-16	362.694,76	168.037,44	194.657,32	15.015,02	-430,26	9.966,59	5.149,15	224.357,82	223.064,82	1.293,00	0,58
16-17	358.459,31	168.228,69	190.230,62	12.931,16	-8.087,85	19.909,25	7.296,98	222.280,16	223.093,67	-813,51	-0,37
17-18	364.773,70	168.774,38	195.999,32	12.478,08	-3.024,55	9.964,38	7.652,34	223.069,57	223.174,41	-104,84	-0,05
18-19	360.163,92	167.873,69	192.290,23	20.217,27	-9.634,08	19.930,43	0,63	222.804,48	222.498,02	306,46	0,14
19-20	351.942,57	169.302,15	182.640,42	15.222,92	-9.663,22	29.826,32	4.341,67	222.368,71	222.709,40	-340,69	-0,15
20-21	339.576,07	167.989,12	171.586,95	13.241,42	270,50	29.797,61	6.777,75	221.674,23	224.854,56	-3.180,33	-1,43
21-22	347.298,99	168.946,56	178.352,43	12.267,90	-7.614,93	34.920,86	8.057,00	225.983,26	225.378,25	605,01	0,27
22-23	321.622,04	169.285,34	152.336,70	14.851,07	10.938,66	39.921,23	5.817,22	223.664,88	225.132,38	-1.467,50	-0,66
23-24	344.828,56	170.544,89	174.283,67	12.761,97	-1.146,80	29.943,07	7.475,32	223.317,23	224.845,23	-1.528,00	-0,68
24-25	341.333,30	168.457,66	172.875,64	17.637,86	1.036,79	29.879,86	3.161,23	224.591,39	224.341,09	250,29	0,11
25-26	348.301,09	166.928,87	181.372,22	15.156,99	-5.840,45	24.967,23	5.201,44	220.857,43	221.628,99	-771,56	-0,35
26-27	345.985,67	168.803,30	177.182,37	14.376,84	5.123,62	29.878,06	6.281,31	222.594,96	223.336,39	-741,43	-0,33
27-28	335.586,61	168.828,94	166.757,67	13.982,25	5.284,46	29.916,26	7.407,35	222.747,99	221.504,91	1.243,08	0,56
28-29	329.915,63	168.042,30	160.873,33	7.695,67	26.528,05	20.227,92	7.776,90	223.101,87	222.759,53	342,34	0,15
29-30	374.894,34	168.686,34	206.208,00	-2.826,15	2.970,35	9.983,28	3.531,47	219.866,95	222.602,83	-2.735,88	-1,24
30-31	354.457,40	167.214,13	187.243,27	14.193,72	-6.418,53	20.099,09	6.248,96	221.366,51	222.369,13	-1.002,62	-0,45
31-01	346.773,86	161519,18	185.254,68	11.148,70	-19437,46	28.668,38	6.938,56	212.572,86	214.892,99	-2.320,13	-1,09
<b>TOTAL</b>	<b>10834086,69</b>	<b>5.192.162,10</b>	<b>5.641.924,59</b>	<b>436.033,02</b>	<b>-2.779,45</b>	<b>620.475,17</b>	<b>170.450,40</b>	<b>6.866.103,73</b>	<b>6.874.765,03</b>	<b>-8.661,30</b>	<b>-0,13</b>

Anexo 11. Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de noviembre 2014

 <b>DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y REPORTADA (CAMPOS DE LA EX GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) NOVIEMBRE 2014</b>											
Nov - 2014											
Día	CRUDO ENTREGADO AL SOTE (BLS. NETOS)			ENTREGAS A REFINERÍAS Y GENERACIÓN (4)	VARIACIÓN STOCK DE TANQUES (5)	BOMBEO DE CRUDO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (6)	BOMBEO DE CRUDO RESIDUO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (7)	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (8)=(3)+(4)+(5)+(6)+(7)	P A M PRODUCCIÓN DE CAMPO MENOS B12 Y B15 (9)	DIFERENCIA	
	ENTREGADO AL SOTE (1)	CÍAS. PRIVADAS (2)	P A M ENTREGADO AL SOTE (3) = (1) - (2)							BLS (10) = (8) - (9)	% (11)=[(10)/(8)]*100
1-2	335848,45	167850,07	167998,38	12776,47	1479,69	30855,92	7363,01	220473,47	221637,75	-1164,28	-0,528081678
2-3	352354,88	168661,5	183693,38	13430,76	-4812,03	19898,27	7348,11	219558,49	221075,3	-1516,81	-0,690845524
3-4	334739,52	170291,53	164447,99	12868,82	6209,25	29848,5	7675,05	221049,61	221521,36	-471,75	-0,213413631
4-5	360713,39	172071,23	189642,16	7972,67	-1090,25	19931,81	8516,72	221973,11	222952,85	-979,74	-0,441377787
5-6	350130,92	172175,45	177955,47	12526,65	3852,25	19887,91	8447,92	222670,2	222821,965	-151,765	-0,068156853
6-7	353520,51	173964,07	179556,44	16861,99	2633,93	19918,96	3578,57	222549,89	223368,991	-819,101	-0,368052754
7-8	356166,84	175741,39	180425,45	13480,34	-3887,83	24920,29	7217,36	222155,61	222306,446	-150,836	-0,067896552
8-9	344755,17	174803,67	169951,5	13027,59	-505,76	29910,96	7377,09	219761,38	221434,7	-1673,32	-0,76142587
9-10	343842,2	175110,2	168732	18398,14	1943,99	29910,74	2455,45	221440,32	221582,463	-142,143	-0,064190207
10-11	354864,1	173831,63	181032,47	12034,45	-8060,77	29908,85	5612,73	220527,73	221030,85	-503,12	-0,228143644
11-12	347515,27	171684,97	175830,3	14400,85	-6900,62	29935,23	5805,77	219071,53	218916,87	154,66	0,070597946
12-13	342234,78	175634,03	166600,75	16489,92	2386,7	29898,44	4371,68	219747,49	220208,48	-460,99	-0,209781691
13-14	340898,54	172676,22	168222,32	15058,56	-2604,67	30509,37	5229,79	216415,37	220383,02	-3967,65	-1,833349452
14-15	339613,88	174290,09	165323,79	17414,41	1822,59	30000,32	3498,17	218059,28	219967,02	-1907,74	-0,874872191
15-16	346585,91	173091,93	173493,98	14682,04	-1594,92	24904,04	6158,6	217643,74	220110,088	-2466,348	-1,133204199
16-17	343946,43	174101,65	169844,78	13770,28	2706,37	24906,53	6502,27	217730,23	220641,02	-2910,79	-1,336879128
17-18	344845,53	175044,56	169800,97	17460,28	3352,09	24857,57	3200,99	218671,9	219373,03	-701,13	-0,320631046
18-19	348175,54	172627,92	175547,62	13796,73	1631,64	24908,03	6739,13	222623,15	223419,02	-795,87	-0,357496514
19-20	362531,71	173283,57	189248,14	17226,32	12602,51	672,8	3219,25	222969,02	223275,959	-306,939	-0,137659931
20-21	375017,81	172044,14	202973,67	15273,96	-2580,89		5693,43	221360,17	223852,08	-2491,91	-1,125726457
21-22	377752,08	171733,66	206018,42	18317,53	-737,15		2108,97	225707,77	223132,41	2575,36	1,141015216
22-23	366838,59	171141,79	195696,8	18348,08	2958,41		2313,76	219317,05	223434,41	-4117,36	-1,877355181
23-24	367899,63	172863,42	195036,21	17982,3	2469,96		2345,08	217833,55	223231,21	-5397,66	-2,477882769
24-25	370382,69	174378,76	196003,93	17857,19	7809,46		2757,97	224428,55	224479,63	-51,08	-0,022760028
25-26	391968,08	174403,19	217564,89	19138,24	-16432,28		1525	221795,85	223188,961	-1393,111	-0,62810508
26-27	371902,87	174521,81	197381,06	15041,34	14107,17		5208,99	231738,56	225998,68	5739,88	2,476877391
27-28	342941,61	173657,77	169283,84	16986,31	1703,65	29895,5	3208,33	221077,63	225120,37	-4042,74	-1,828651773
28-29	344423,18	173837,75	170585,43	16466,1	1907,71	29971,56	3956,87	222887,67	224311,92	-1424,25	-0,638999008
29-30	341732,98	168440,61	173292,37	16347,68	264,05	29916,52	3931,07	223751,69	223460,79	290,9	0,130010191
30-31	349490,5	177666,53	171823,97	14361,45	-3900,68	27981,32	6179,86	216445,93	223651,925	-7205,995	-3,32923562
31-01											
TOTAL	10603633,59	5191625,11	5412008,48	459797,45	18733,57	593349,44	147546,99	6631435,94	6669889,568	-38453,628	-0,5798688

Anexo 12. Reporte de diferencias de producción RODA en el mes de diciembre 2014



**DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y REPORTADA  
(CAMPOS DE LA EX GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) DICIEMBRE 2014**

DÍA	CRUDO ENTREGADO AL SOTE (BLS. NETOS)			ENTREGAS A REFINERÍAS Y GENERACIÓN (4)	VARIACIÓN STOCK DE TANQUES (5)	BOMBEO DE CRUDO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (6)	BOMBEO DE CRUDO RESIDUO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (7)	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (8)=(3)-(4)-(5)-(6)-(7)	P A M PRODUCCIÓN DE CAMPO MENOS B12 Y B15 (9)	DIFERENCIA	
	ENTREGADO AL SOTE (1)	CÍAS. PRIVADAS (2)	P A M ENTREGADO AL SOTE (3) = (1) - (2)							BLS (10) = (8) - (9)	% ((10)-((10)/(8)))*100
1-2	344.114,57	174.567,53	169.547,04	14.885,99	2.830,20	30.099,94	5.148,17	222.511,34	224.004,02	-1.492,68	-0,67
2-3	348.150,65	172.777,63	175.373,02	17.779,52	-2.508,46	29.892,80	2.659,70	223.196,58	223.435,59	-239,01	-0,11
3-4	332.109,81	163.073,20	169.036,61	16.903,61	15.180,66	29.901,74	5.714,77	219.597,48	222.276,05	-2.678,57	-1,22
4-5	346.371,46	172.845,52	173.525,94	18.207,95	49,12	29.492,96	1.864,26	223.140,23	223.591,03	-450,80	-0,20
5-6	348.706,12	176.986,61	171.719,51	17.432,16	290,31	29.914,32	3.011,35	222.367,65	222.292,39	75,26	0,03
6-7	349.351,20	179.757,01	169.594,19	15.049,75	-2.216,17	29.943,98	5.637,51	218.009,26	220.625,25	-2.615,99	-1,20
7-8	346.087,76	177.309,40	168.778,36	14.707,43	1.605,67	29.918,22	5.417,65	220.427,33	221.513,78	-1.086,45	-0,49
8-9	338.201,23	166.883,99	171.317,24	16.204,07	-1.417,76	29.937,62	4.516,93	220.558,10	221.437,98	-879,88	-0,40
9-10	336.735,84	175.392,42	161.343,42	14.804,15	7.960,19	29.905,53	5.817,60	219.830,89	220.560,11	-729,22	-0,33
10-11	350.766,75	176.815,41	173.951,34	15.431,04	-5.746,57	29.921,73	5.167,20	218.724,74	220.882,18	-2.157,44	-0,99
11-12	349.176,40	175.421,73	173.754,67	16.594,41	-5.014,72	29.871,94	3.775,19	218.981,49	220.357,12	-1.375,63	-0,90
12-13	349.078,67	171.860,79	177.217,88	15.560,31	-6.866,65	29.873,33	4.503,11	220.287,98	220.053,07	234,91	0,11
13-14	339.954,73	177.309,01	162.645,72	16.705,12	6.150,26	28.536,11	4.077,15	218.114,36	220.434,62	-2.320,26	-1,06
14-15	346.487,06	174.203,53	172.283,53	16.201,67	451,98	29.868,28	4.456,81	223.262,27	221.109,25	2.153,02	0,96
15-16	341.019,58	172.930,59	168.088,99	19.086,86	-4.680,82	29.676,84	1.619,97	213.791,84	217.378,55	-3.586,71	-1,68
16-17	375.280,19	173.389,85	201.890,34	16.949,16	-1.749,86		3.572,48	220.662,12	221.148,79	-486,67	-0,22
17-18	377.020,58	173.376,22	203.644,36	13.592,45	-3.819,38		7.057,03	220.474,46	221.495,98	-1.021,52	-0,46
18-19	350.774,45	174.461,54	176.312,91	20.325,30	440,67	24.906,30	597,13	222.582,31	221.186,11	1.396,20	0,63
19-20	345.030,53	169.055,58	175.974,95	19.568,58	259,62	24.981,72	0,19	220.785,06	221.242,36	-457,30	-0,21
20-21	345.574,16	175.135,05	170.439,11	19.162,52	2.170,47	24.941,28	586,01	217.299,39	219.189,21	-1.889,82	-0,87
21-22	347.804,71	173.119,09	174.685,62	16.313,70	1.676,59	25.011,16	4.251,91	221.938,98	222.815,06	-876,08	-0,39
22-23	346.577,82	172.287,36	174.290,46	16.032,00	356,15	24.890,81	4.117,67	219.687,09	222.088,79	-2.401,70	-1,09
23-24	348.709,34	171.934,97	176.774,37	16.310,28	-820,13	25.038,26	3.710,43	221.013,21	221.451,80	-438,59	-0,20
24-25	342.925,21	172.934,21	169.991,00	16.218,58	4.782,77	24.913,55	4.072,06	219.977,96	221.383,35	-1.405,39	-0,64
25-26	342.415,39	171.708,76	170.706,63	13.726,27	-225,70	29.891,34	6.642,57	220.741,11	221.296,96	-555,85	-0,25
26-27	345.896,87	175.704,83	170.192,04	16.585,14	-2.163,10	29.893,96	3.890,77	218.398,81	220.619,35	-2.220,54	-1,02
27-28	339.720,15	171.562,87	168.157,28	16.702,52	-1.231,21	29.952,67	3.994,90	217.576,06	220.862,14	-3.286,08	-1,51
28-29	334.189,64	173.548,10	160.641,54	18.982,03	8.344,30	29.892,80	1.338,24	219.198,91	220.688,61	-1.489,70	-0,68
29-30	344.872,27	176.433,17	168.439,10	17.441,03	2.706,76	30.053,23	3.031,95	221.672,07	221.244,70	427,37	0,19
30-31	346.513,89	175.712,04	170.801,85	18.202,66	-775,03	29.855,52	2.450,46	220.535,46	221.741,53	-1.206,07	-0,55
31-01	291161,25	157833,20	133.328,05	17.478,98	39963,88	27088,34	2692,18	220.551,43	221879,63	-1328,20	-0,60
<b>TOTAL</b>	<b>10.690.778,28</b>	<b>5.366.331,21</b>	<b>5.324.447,07</b>	<b>517.422,29</b>	<b>40.567,08</b>	<b>828.066,28</b>	<b>115.393,25</b>	<b>6.825.895,97</b>	<b>6.860.885,36</b>	<b>-34.989,39</b>	<b>-0,51</b>

Anexo 13.Cálculo de diferencias de producción RODA mes de diciembre 2014, incluido bloque 7-18 y compañías privadas



**DIFERENCIAS ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y REPORTADA  
(CAMPOS DE LA EX GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) DICIEMBRE 2014**

DÍA	CRUDO ENTREGADO AL SOTE (BLS. METOS)			ENTREGAS A REFINERÍAS Y GENERACIÓN (4)	VARIACIÓN STOCK DE TANQUES (5)	BOMBEO DE CRUDO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (6)	BOMBEO DE CRUDO RESIDUO DE SHUSHUFINDI POR EL OCP (7)	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (8)=[(3)+(4)+(5)+(6)+(7)]	P A M PRODUCCIÓN DE CAMPO MENOS B12 Y B15 (9)	DIFERENCIA	
	ENTREGADO AL SOTE (1)	CÍAS. PRIVADAS (2)	P A M ENTREGADO AL SOTE (3) = (1) - (2)							BLS (10) = (8) - (9)	% ((11)-[(10)/(8)]*100)
1-2	344.114,57	174.567,53	169.547,04	14.885,99	2.830,20	30.039,34	5.148,17	222.511,34	224.004,02	-1.492,68	-0,67
2-3	348.150,65	172.177,63	175.973,02	17.779,52	-2.508,46	29.832,80	2.659,70	223.196,58	223.435,59	-239,01	-0,11
3-4	332.109,81	169.073,20	169.036,61	15.160,66	-236,30	29.901,74	5.714,77	219.591,48	222.276,05	-2.675,57	-1,22
4-5	346.371,46	172.645,52	173.525,34	19.207,95	49,12	29.432,96	1.864,26	223.140,23	223.531,03	-450,80	-0,20
5-6	348.706,12	176.986,61	171.719,51	17.432,16	290,31	29.914,32	3.011,35	222.367,65	222.292,39	75,26	0,03
6-7	349.351,20	179.757,01	169.594,19	15.049,75	-2.216,17	29.943,98	5.637,51	218.009,26	220.625,25	-2.615,99	-1,20
7-8	346.087,76	177.309,40	168.778,36	14.707,43	1.605,67	29.918,22	5.417,65	220.427,33	221.513,78	-1.086,45	-0,49
8-9	338.201,23	166.883,99	171.317,24	16.204,07	-1.417,76	29.937,62	4.516,93	220.558,10	221.437,98	-879,88	-0,40
9-10	336.735,84	175.392,42	161.343,42	14.804,15	7.960,19	29.905,53	5.817,60	219.830,89	220.560,11	-729,22	-0,33
10-11	350.766,75	176.815,41	173.951,34	15.431,04	-5.746,57	29.921,73	5.167,20	218.724,74	220.882,18	-2.157,44	-0,99
11-12	349.176,40	175.421,79	173.754,67	16.594,41	-5.014,72	29.871,94	3.775,19	218.981,49	220.957,12	-1.975,63	-0,90
12-13	349.078,67	171.860,79	177.217,88	15.560,31	-6.866,65	29.873,33	4.503,11	220.281,98	220.053,07	228,91	0,11
13-14	339.954,73	177.309,01	162.645,72	16.705,12	6.150,26	28.536,11	4.077,15	220.184,36	220.434,62	-2.320,26	-1,06
14-15	346.487,06	174.203,53	172.283,53	16.201,67	451,98	29.868,28	4.456,61	223.262,27	221.109,25	2.153,02	0,96
15-16	341.019,58	172.930,59	168.088,99	19.086,86	-4.680,82	29.676,84	1.619,97	213.791,84	217.378,55	-3.586,71	-1,68
16-17	375.280,19	173.383,85	201.830,34	16.943,16	-1.749,86		3.572,48	220.662,12	221.148,79	-486,67	-0,22
17-18	377.020,58	173.376,22	203.644,36	13.592,45	-3.819,39		7.057,03	220.474,46	221.495,98	-1.021,52	-0,46
18-19	350.774,45	174.461,54	176.312,91	20.325,30	440,67	24.906,30	597,13	222.582,31	221.186,11	1.396,20	0,63
19-20	345.030,53	169.055,59	175.974,95	19.568,58	259,62	24.961,72	0,19	220.785,06	221.242,36	-457,30	-0,21
20-21	345.574,16	175.195,05	170.439,11	19.162,52	2.170,47	24.941,28	586,01	217.299,39	219.189,21	-1.889,82	-0,87
21-22	347.804,71	173.119,09	174.685,62	16.313,70	1.676,59	25.011,16	4.251,91	221.938,98	222.815,06	-876,08	-0,39
22-23	346.577,82	172.287,36	174.290,46	16.032,00	356,15	24.890,81	4.117,67	219.687,09	222.088,79	-2.401,70	-1,09
23-24	348.709,34	171.934,97	176.774,37	16.310,28	-820,13	25.038,26	3.710,43	221.013,21	221.451,80	-438,59	-0,20
24-25	342.925,21	172.934,21	169.931,00	16.218,58	4.782,77	24.913,55	4.072,06	219.977,96	221.383,35	-1.405,39	-0,64
25-26	342.415,99	171.708,76	170.706,63	13.786,27	-225,70	29.891,34	6.642,57	220.741,11	221.296,96	-555,85	-0,25
26-27	345.898,87	175.704,89	170.192,04	16.585,14	-2.163,10	29.893,96	3.890,77	218.998,81	220.619,35	-2.220,54	-1,02
27-28	339.720,15	171.562,87	168.157,28	16.702,52	-1.231,21	29.952,67	3.994,80	217.576,06	220.862,14	-3.286,08	-1,51
28-29	334.189,64	173.548,10	160.641,54	18.982,03	8.344,30	29.892,80	1.338,24	219.198,91	220.688,61	-1.489,70	-0,68
29-30	344.872,27	176.433,17	168.439,10	17.441,03	2.706,76	30.053,23	3.031,95	221.672,07	221.244,70	427,37	0,19
30-31	346.513,89	175.712,04	170.801,85	18.202,66	-775,03	29.855,52	2.450,46	220.535,46	221.741,53	-1.206,07	-0,55
31-01	291161,25	157833,20	133.328,05	17.478,98	39963,88	27088,34	2692,18	220.551,43	221879,63	-1328,20	-0,60
<b>TOTAL</b>	<b>10.630.778,28</b>	<b>5.366.331,21</b>	<b>5.324.447,07</b>	<b>517.422,29</b>	<b>40.567,08</b>	<b>828.066,28</b>	<b>115.393,25</b>	<b>6.825.895,97</b>	<b>6.860.885,36</b>	<b>-34.989,39</b>	<b>-0,51</b>
								<b>6.825.895,97</b>	<b>6.860.885,36</b>		
<b>PATA</b>								<b>18.093,26</b>	<b>18.093,26</b>		
<b>PALO AZUL</b>								<b>467.961,28</b>	<b>467.961,28</b>		
<b>B 7</b>								<b>1.142.012,99</b>	<b>1.142.012,99</b>		
								8.453.963,50	8.468.952,89	-34.989,39	-0,41
<b>PRIVADAS</b>								<b>12.192.227,18</b>	<b>12.227.216,57</b>	<b>-34.989,39</b>	<b>-0,29</b>

Anexo 14. Tabla de calibración de tanque certificada y sellada por ARCH.

EP PETROECUADOR ESTACION VICTOR HUGO RUALES TANQUE DE LAVADO														
ENERO 2011 ESTA TABLA ES CALIBRADA EN BASE A LA NORMA MPMS, SECCION 2, CAP. 22A Y 22B ALTURA REFERENCIAL 35 PIES 6 1/4 PULG AL BORDE DE LA ESCOTILLA, OPUESTA A LA BISAGRA														
DIAMETRO INTERNO PROMEDIO 69 PIES 11 1/16 PULG														
PRODUCTO: CRUDO														
PIE	PULG	BARRILES	PIE	PULG	BARRILES	PIE	PULG	BARRILES	PIE	PULG	BARRILES	PIE	PULG	BARRILES
00	12.42	3	1	3.321.45	10	6.743.87	15	10.223.19	20	13.586.10	1 1/16	2.56		
1	28.88	1	1	3.378.50	1	6.800.90	1	10.223.19	1	13.642.93	1/8	7.12		
2	56.23	2	2	3.435.54	2	6.857.94	2	10.280.19	2	13.699.87	3/16	10.68		
3	92.78	3	3	3.492.59	3	6.914.98	3	10.337.19	3	13.756.81	1/4	14.24		
4	136.81	4	4	3.549.64	4	6.972.02	4	10.394.20	4	13.813.75	5/16	17.80		
5	186.63	5	5	3.606.69	5	7.029.06	5	10.451.20	5	13.870.68	3/8	21.37		
6	240.54	6	6	3.663.74	6	7.086.10	6	10.508.21	6	13.927.62	7/16	24.93		
7	296.83	7	7	3.720.79	7	7.143.14	7	10.565.21	7	13.984.56	1/2	28.49		
8	353.81	8	8	3.777.84	8	7.200.17	8	10.622.21	8	14.041.59	9/16	32.05		
9	410.86	9	9	3.834.89	9	7.257.21	9	10.679.22	9	14.098.43	5/8	35.61		
10	467.91	10	10	3.891.94	10	7.314.25	10	10.736.22	10	14.155.37	11/16	39.17		
11	524.96	11	11	3.948.98	11	7.371.29	11	10.793.22	11	14.212.30	3/4	42.73		
12	582.00	12	12	4.006.02	12	7.428.33	12	10.850.23	12	14.269.24	13/16	46.29		
13	639.05	13	13	4.063.05	13	7.485.37	13	10.907.23	13	14.326.18	7/8	49.85		
14	696.10	14	14	4.120.09	14	7.542.41	14	10.964.23	14	14.383.11	15/16	53.41		
15	753.15	15	15	4.177.13	15	7.599.44	15	11.021.24	15	14.440.05				
16	810.20	16	16	4.234.17	16	7.656.48	16	11.078.24	16	14.496.99				
17	867.25	17	17	4.291.21	17	7.713.52	17	11.135.25	17	14.553.92				
18	924.33	18	18	4.348.25	18	7.770.56	18	11.192.25	18	14.610.86				
19	981.42	19	19	4.405.29	19	7.827.60	19	11.249.25	19	14.667.80				
20	1.038.54	20	20	4.462.32	20	7.884.64	20	11.306.26	20	14.724.73				
21	1.095.66	21	21	4.519.36	21	7.941.68	21	11.363.26	21	14.781.67				
22	1.152.78	22	22	4.576.40	22	7.998.72	22	11.420.26	22	14.838.61				
23	1.209.89	23	23	4.633.44	23	8.055.76	23	11.477.27	23	14.895.54				
24	1.267.00	24	24	4.690.48	24	8.112.81	24	11.534.27	24	14.952.48				
25	1.324.11	25	25	4.747.52	25	8.169.85	25	11.591.27	25	15.009.42				
26	1.381.21	26	26	4.804.56	26	8.226.89	26	11.648.28	26	15.066.35				
27	1.438.31	27	27	4.861.59	27	8.283.94	27	11.705.28	27	15.123.29				
28	1.495.89	28	28	4.918.63	28	8.340.98	28	11.762.28	28	15.180.23				
29	1.552.45	29	29	4.975.67	29	8.398.03	29	11.819.29	29	15.237.16				
30	1.609.52	30	30	5.032.71	30	8.455.07	30	11.876.29	30	15.294.10				
31	1.666.58	31	31	5.089.75	31	8.512.11	31	11.933.30	31	15.351.04				
32	1.723.65	32	32	5.146.79	32	8.569.16	32	11.990.30	32	15.407.98				
33	1.780.71	33	33	5.203.83	33	8.626.20	33	12.047.30	33	15.464.91				
34	1.837.78	34	34	5.260.86	34	8.683.24	34	12.104.31	34	15.521.85				
35	1.894.85	35	35	5.317.90	35	8.740.29	35	12.161.31	35	15.578.79				
36	1.951.91	36	36	5.374.94	36	8.797.33	36	12.218.31	36	15.635.72				
37	2.008.98	37	37	5.431.98	37	8.854.38	37	12.275.32	37	15.692.66				
38	2.066.04	38	38	5.489.02	38	8.911.42	38	12.332.32	38	15.749.60				
39	2.123.11	39	39	5.546.06	39	8.968.47	39	12.389.32	39	15.806.53				
40	2.180.17	40	40	5.603.10	40	9.025.51	40	12.446.33	40	15.863.47				
41	2.237.24	41	41	5.660.13	41	9.082.55	41	12.503.33	41	15.920.41				
42	2.294.30	42	42	5.717.17	42	9.139.60	42	12.560.33	42	15.977.34				
43	2.351.37	43	43	5.774.21	43	9.196.64	43	12.617.34	43	16.034.28				
44	2.408.43	44	44	5.831.25	44	9.253.69	44	12.674.34	44	16.091.22				
45	2.465.49	45	45	5.888.29	45	9.310.73	45	12.731.35	45	16.148.15				
46	2.522.56	46	46	5.945.33	46	9.367.77	46	12.788.35	46	16.205.09				
47	2.579.62	47	47	6.002.37	47	9.424.82	47	12.845.35	47	16.262.03				
48	2.636.68	48	48	6.059.40	48	9.481.86	48	12.902.36	48	16.318.96				
49	2.693.75	49	49	6.116.44	49	9.538.90	49	12.959.36	49	16.375.90				
50	2.750.81	50	50	6.173.48	50	9.595.95	50	13.016.36	50	16.432.84				
51	2.807.88	51	51	6.230.52	51	9.652.99	51	13.073.37	51	16.489.77				
52	2.864.94	52	52	6.287.56	52	9.710.04	52	13.130.37	52	16.546.71				
53	2.922.01	53	53	6.344.60	53	9.767.08	53	13.187.37	53	16.603.65				
54	2.979.07	54	54	6.401.64	54	9.824.12	54	13.244.38	54	16.660.59				
55	3.036.14	55	55	6.458.67	55	9.881.17	55	13.301.38	55	16.717.52				
56	3.093.21	56	56	6.515.71	56	9.938.18	56	13.358.25	56	16.774.46				
57	3.150.27	57	57	6.572.75	57	9.995.22	57	13.415.19	57	16.831.40				
58	3.207.34	58	58	6.629.79	58	10.052.26	58	13.472.12	58	16.888.34				
59	3.264.40	59	59	6.686.83	59	10.109.18	59	13.529.06	59	16.945.28				

NOTA: 1 REPRESENTA LA CAPACIDAD DE LA PLACA DE REFERENCIAL A 1 PULG POR PUNTO DE LA ESCOTILLA DEL TANQUE Y LA VERTICAL LA CUAL ES EL RESULTADO DE SU VOLUMEN POR UN PULG DE ALTURA REFERENCIAL. \*\* VOLUMEN DEL FONDO CÓNICO

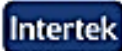


EP PETROECUADOR ESTACION VICTOR HUGO RUALES TANQUE DE LAVADO														
ENERO 2011 ESTA TABLA ES CALIBRADA EN BASE A LA NORMA MPMS, SECCION 2, CAP. 22A Y 22B ALTURA REFERENCIAL 35 PIES 6 1/4 PULG AL BORDE DE LA ESCOTILLA, OPUESTA A LA BISAGRA														
DIAMETRO INTERNO PROMEDIO 69 PIES 11 1/16 PULG														
PRODUCTO: CRUDO														
PIE	PULG	BARRILES	PIE	PULG	BARRILES	PIE	PULG	BARRILES	PIE	PULG	BARRILES	PIE	PULG	BARRILES
25	17.001.85	30	1	20.414.58	1	20.471.44	1	20.528.30	1	20.585.17	1	20.642.03	1	20.698.89
2	17.058.74	2	2	20.471.44	2	20.528.30	2	20.585.17	2	20.642.03	2	20.698.89	2	20.755.76
3	17.115.63	3	3	20.528.30	3	20.585.17	3	20.642.03	3	20.698.89	3	20.755.76	3	20.812.62
4	17.172.51	4	4	20.585.17	4	20.642.03	4	20.698.89	4	20.755.76	4	20.812.62	4	20.869.48
5	17.229.40	5	5	20.642.03	5	20.698.89	5	20.755.76	5	20.812.62	5	20.869.48	5	20.926.35
6	17.286.29	6	6	20.698.89	6	20.755.76	6	20.812.62	6	20.869.48	6	20.926.35	6	20.983.21
7	17.343.17	7	7	20.755.76	7	20.812.62	7	20.869.48	7	20.926.35	7	20.983.21	7	21.039.07
8	17.400.06	8	8	20.812.62	8	20.869.48	8	20.926.35	8	20.983.21	8	21.039.07	8	21.094.94
9	17.456.95	9	9	20.869.48	9	20.926.35	9	20.983.21	9	21.039.07	9	21.094.94	9	21.150.81
10	17.513.83	10	10	20.926.35	10	20.983.21	10	21.039.07	10	21.094.94	10	21.150.81	10	21.206.68
11	17.570.72	11	11	20.983.21	11	21.039.07	11	21.094.94	11	21.150.81	11	21.206.68	11	21.262.55
12	17.627.60	12	12	21.039.07	12	21.094.94	12	21.150.81	12	21.206.68	12	21.262.55	12	21.318.42
13	17.684.49	13	13	21.094.94	13	21.150.81	13	21.206.68	13	21.262.55	13	21.318.42	13	21.374.29
14	17.741.38	14	14	21.150.81	14	21.206.68	14	21.262.55	14	21.318.42	14	21.374.29	14	21.430.16
15	17.798.26	15	15	21.206.68	15	21.262.55	15							

Anexo 15. Tabla de calibración de tanque que no se encuentra certificada ni sellada por ARCH.

FECHA DE CALIBRACIÓN		19-julio-10		CAPACIDAD NOMINAL (bbbl)		12671			
CAMPO / LOCALIZACIÓN		LIBERTADOR / FRONTERA		ALTURA REFERENCIAL (ft)		39.79			
NORMA DE CALIBRACIÓN		API MPMS SECTION 2, 2.3A		DIÁMETRO NOMINAL (ft)		50.03			
PRODUCTO		CRUDO		TIPO DE TÁNQUE		CONC			
TEMPERATURA DEL PRODUCTO		120 RF		TIPO DE TANQUE		SOLDADO			
ALTURAS DEL TANQUE Y SUS CORRESPONDIENTES CAPACIDADES									
ft.	Volúmenes (bbbl)		ft.	Volúmenes (bbbl)		ft.	Volúmenes (bbbl)		
	in.	bbbl		in.	bbbl		in.	bbbl	
0	0.00		1	1744.07	2	3543.69	3	5312.14	
1	39.07	2	1808.13	3	3572.69	4	3341.13	5	5170.11
2	78.15	3	1832.18	4	3001.69	5	5199.10	6	5199.10
3	87.22	4	1861.24	5	5230.69	6	5199.10	7	5199.10
4	116.30	5	1890.30	6	5269.69	7	5199.10	8	5199.10
5	145.37	6	1919.36	7	5308.69	8	5199.10	9	5199.10
6	174.45	7	1948.42	8	5347.69	9	5199.10	10	5199.10
7	203.52	8	1977.48	9	5386.69	10	5199.10	11	5199.10
8	232.60	9	2006.54	10	5425.69	11	5199.10	12	5199.10
9	261.67	10	2035.60	11	5464.69	12	5199.10		
10	290.75	11	2064.66	12	5503.69				
11	319.82	12	2093.72						
12	348.90								
13	377.97	1	2122.71	2	3891.69	3	5630.99	4	5099.96
14	407.05	2	2151.71	3	3920.69	4	5669.96	5	5138.93
15	436.12	3	2180.71	4	3949.69	5	5708.93	6	5177.90
16	465.19	4	2209.71	5	3978.69	6	5747.90	7	5216.87
17	494.27	5	2238.71	6	4007.69	7	5786.87	8	5255.84
18	523.34	6	2267.71	7	4036.69	8	5825.84	9	5294.81
19	552.42	7	2296.71	8	4065.69	9	5864.81	10	5333.78
20	581.50	8	2325.71	9	4094.69	10	5903.78	11	5372.75
21	610.57	9	2354.71	10	4123.69	11	5942.75	12	5411.72
22	639.65	10	2383.71	11	4152.69	12	5981.72		
23	668.72	11	2412.71	12	4181.66				
24	697.80	12	2441.71	1	4210.67	2	4249.66	3	6038.81
25	726.87			3	4279.66	4	6077.78	5	6077.78
26	755.95	1	2470.71	4	4308.66	5	6116.75	6	6116.75
27	785.02	2	2499.71	5	4337.66	6	6155.72	7	6155.72
28	814.10	3	2528.71	6	4366.66	7	6194.69	8	6194.69
29	843.17	4	2557.71	7	4395.66	8	6233.66	9	6233.66
30	872.25	5	2586.71	8	4424.66	9	6272.63	10	6272.63
31	901.32	6	2615.71	9	4453.66	10	6311.60	11	6311.60
32	930.40	7	2644.71	10	4482.66	11	6350.57	12	6350.57
33	959.47	8	2673.71	11	4511.66	12	6389.54		
34	988.55	9	2702.71	12	4540.66				
35	1017.62	10	2731.71						
36	1046.70	11	2760.71	1	4569.66	2	6428.51	3	6428.51
37	1075.77	12	2789.70	2	4598.66	3	6467.48	4	6467.48
38	1104.85			3	4627.66	4	6506.45	5	6506.45
39	1133.92	1	2818.70	4	4656.66	5	6545.42	6	6545.42
40	1163.00	2	2847.70	5	4685.66	6	6584.39	7	6584.39
41	1192.07	3	2876.70	6	4714.66	7	6623.36	8	6623.36
42	1221.15	4	2905.70	7	4743.66	8	6662.33	9	6662.33
43	1250.22	5	2934.70	8	4772.66	9	6701.30	10	6701.30
44	1279.30	6	2963.70	9	4801.66	10	6740.27	11	6740.27
45	1308.37	7	2992.70	10	4830.66	11	6779.24	12	6779.24
46	1337.45	8	3021.70	11	4859.66	12	6818.21		
47	1366.52	9	3050.70	12	4888.66				
48	1395.60	10	3079.70						
49	1424.67	11	3108.70	1	4917.66	2	6857.18	3	6857.18
50	1453.75	12	3137.70	2	4946.66	3	6896.15	4	6896.15
51	1482.82			3	4975.66	4	6935.12	5	6935.12
52	1511.90	1	3166.70	4	4994.66	5	6974.09	6	6974.09
53	1540.97	2	3195.70	5	5023.66	6	7013.06	7	7013.06
54	1570.05	3	3224.70	6	5052.66	7	7052.03	8	7052.03
55	1599.12	4	3253.70	7	5081.66	8	7091.00	9	7091.00
56	1628.20	5	3282.70	8	5110.66	9	7129.97	10	7129.97
57	1657.27	6	3311.70	9	5139.66	10	7168.94	11	7168.94
58	1686.35	7	3340.70	10	5168.66	11	7207.91	12	7207.91
59	1715.42	8	3369.70	11	5197.66	12	7246.88		
60	1744.50	9	3398.70	12	5226.66				
61	1773.57	10	3427.70						
62	1802.65	11	3456.70	1	5255.66	2	7285.85	3	7285.85
63	1831.72	12	3485.70	2	5284.66	3	7324.82	4	7324.82
64	1860.80			3	5313.66	4	7363.79	5	7363.79
65	1889.87	1	3514.70	4	5342.66	5	7402.76	6	7402.76
66	1918.95	2	3543.70	5	5371.66	6	7441.73	7	7441.73
67	1948.02	3	3572.70	6	5400.66	7	7480.70	8	7480.70
68	1977.10	4	3601.70	7	5429.66	8	7519.67	9	7519.67
69	2006.17	5	3630.70	8	5458.66	9	7558.64	10	7558.64
70	2035.25	6	3659.70	9	5487.66	10	7597.61	11	7597.61
71	2064.32	7	3688.70	10	5516.66	11	7636.58	12	7636.58
72	2093.40	8	3717.70	11	5545.66	12	7675.55		
73	2122.47	9	3746.70	12	5574.66				
74	2151.55	10	3775.70						
75	2180.62	11	3804.70						
76	2209.70	12	3833.70						
77	2238.77								
78	2267.85	1	3862.70	1	5603.99	2	6078.81	3	6078.81
79	2296.92	2	3891.70	2	5632.99	3	6117.78	4	6117.78
80	2326.00	3	3920.70	3	5661.99	4	6156.75	5	6156.75
81	2355.07	4	3949.70	4	5690.99	5	6195.72	6	6195.72
82	2384.15	5	3978.70	5	5719.99	6	6234.69	7	6234.69
83	2413.22	6	4007.70	6	5748.99	7	6273.66	8	6273.66
84	2442.30	7	4036.70	7	5777.99	8	6312.63	9	6312.63
85	2471.37	8	4065.70	8	5806.99	9	6351.60	10	6351.60
86	2500.45	9	4094.70	9	5835.99	10	6390.57	11	6390.57
87	2529.52	10	4123.70	10	5864.99	11	6429.54	12	6429.54
88	2558.60	11	4152.70	11	5893.99	12	6468.51		
89	2587.67	12	4181.70	12	5922.99				
90	2616.75								
91	2645.82	1	4210.70	1	5951.99	1	6507.81	2	6507.81
92	2674.90	2	4239.70	2	5980.99	2	6546.78	3	6546.78
93	2703.97	3	4268.70	3	6009.99	3	6585.75	4	6585.75
94	2733.05	4	4297.70	4	6038.99	4	6624.72	5	6624.72
95	2762.12	5	4326.70	5	6067.99	5	6663.69	6	6663.69
96	2791.20	6	4355.70	6	6096.99	6	6702.66	7	6702.66
97	2820.27	7	4384.70	7	6125.99	7	6741.63	8	6741.63
98	2849.35	8	4413.70	8	6154.99	8	6780.60	9	6780.60
99	2878.42	9	4442.70	9	6183.99	9	6819.57	10	6819.57
100	2907.50	10	4471.70	10	6212.99	10	6858.54	11	6858.54
101	2936.57	11	4500.70	11	6241.99	11	6897.51	12	6897.51
102	2965.65	12	4529.70	12	6270.99	12	6936.48		
103	2994.72								
104	3023.80	1	4558.70	1	6299.99	1	6975.45	2	6975.45
105	3052.87	2	4587.70	2	6328.99	2	7014.42	3	7014.42
106	3081.95	3	4616.70	3	6357.99	3	7053.39	4	7053.39
107	3111.02	4	4645.70	4	6386.99	4	7092.36	5	7092.36
108	3140.10	5	4674.70	5	6415.99	5	7131.33	6	7131.33
109	3169.17	6	4703.70	6	6444.99	6	7170.30	7	7170.30
110	3198.25	7	4732.70	7	6473.99	7	7209.27	8	7209.27
111	3227.32	8	4761.70	8	6502.99	8	7248.24	9	7248.24
112	3256.40	9	4790.70	9	6531.99	9	7287.21	10	7287.21
113	3285.47	10	4819.70	10	6560.99	10	7326.18	11	7326.18
114	3314.55	11	4848.70						

Anexo 16. Análisis de laboratorio INTERTEK con sus incertidumbres.



Value Quality Delivered.

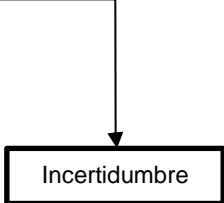
REPORT OF ANALYSIS

VESSEL : MUESTRA COMPUESTA TK 24 DATE : Junio 26, 2015  
 PORT / TERMINAL : DRON ENERGY YOUR REF : N/A  
 SAMPLE OF : PETROLEO CRUDO ICB REF : ECL-207-15  
 DRAWN BY : CALES BRETT ECUADOR S.A. WITNESSED BY : N/A  
 ANALYZED BY : CALES BRETT ECUADOR S.A. LAB REF. No. : 2883-15

TEMPERATURE (°C) : 23,7 PRESSURE (psia Hgt): 734,6 HUMIDITY (%) : 82,8

CLIENT : DRON ENERGY  
 ADDRESS : TETEYE  
 SAMPLE DATE : Jun 26, 2015 TIME: 09:15  
 RECEPTION DATE : Jun 26, 2015  
 ANALYSIS DATE : Jun 26, 2015

Identified as: ESTACION TETEYE MUESTRA COMPUESTA					
TEST	UNITS	METHOD	RESULTS	UNCERTAINTY	
1. Gravedad API Observada	Grados API	ASTM D 1258-12b	24,6	±	N/A
2. Temperatura Observada	° F	ASTM D 1258-12b	75,0	±	N/A
3. Gravedad API 60/60°F	Grados API	ASTM D 1258-12b	23,7	±	0,1
4. API Seco *	Grados API	Tablet	23,8	±	N/A
5. Azufre *	% Peso	ASTM D 4294	1,23	±	0,004
6. Viscosidad Cinematográfica a 80 ° F *	cSt	ASTM D 445	21,80	±	N/A
7. Agua por destilación *	% Vol	ASTM D 4006	0,400	±	0,0170
8. Sedimentos por extracción *	% Vol	ASTM D 473	0,110	±	0,0004
9. BS&W *	% Vol	Suma ASTM 4006 + 473	0,410	±	0,0174



Remarks: Se deja en custodia por 30 días una muestra con sello 9236  
 PRCU-0284  
 Rev. 06/27/07-12

LABORATORIO DE ANALISIS ACREDITADO POR EL OAE CON ACREDITACION No. OAE LE C08-008  
 \*Metodos fuera del Alcance Acreditacion del OAE

La incertidumbre de los resultados se obtuvo con un nivel de confianza de aproximadamente 95%, con K= 2

This Report of Analysis may only be reproduced in part or total without the written permission of INTERTEK-CALES BRETT ECUADOR. The results of the test conducted on this report are only valid for the indicated sample and should not be used as a substitute of conformity or as a substitute of the quality system of the manufacturer.




Tomas Avendaño Z  
 Supervisor Técnico  
 INTERTEK-CALES BRETT ECUADOR S.A. Dron Energy Ocaso PB Page 1 of 1

Lago Agrio: Via a Quito Km 2.5 y Flavio Alfaro. Email: tomas.avendaño@intertek.com Tel: 0885728294 / 062361225  
 ISO 9001 :2008 REGISTERED - Provider of Inspection and Testing Services





Anexo 18. Carta de control de medidores dinámicos de fluido, Grafica de la calibración de medidores.




**MINGA**  
Calidad en Servicios Petroleros

**ANEXO 3**

**CARTA DE CONTROL DE MEDIDORES DINÁMICOS DE DE FLUJO**

**MÉTODO: MASTER METER**



Servicio de Acreditación Ecuatoriano

Acreditación N° OAE OIC 13-011 INSPECCIÓN

**CODIGO:** POI-IT02-A3  
**FECHA:** 11/05/2015  
**REVISIÓN:** 8  
**NORMA:** 9001 / 17020  
**CLAUSULA:** 7.5 / 6 / 7

<b>OPERADORA :</b> PETROAMAZONAS EP	<b>MED. MASTER PAM:</b>	<b>MEDIDOR :</b> METER #1	
<b>ESTACION :</b> SILLABARA	<b>MARCA :</b> SMITH METER.	<b>MARCA :</b> SMITH METER.	
<b>REPORTE :</b> 86107	<b>MODELO :</b> F4-S1	<b>MODELO :</b> F4-S1	
<b>FECHA :</b> 08-jun-15	<b>SERIE :</b> P6-440-48817	<b>SERIE :</b> AN810196	
	<b>TAMAÑO :</b> 4 INCH.	<b>TAMAÑO :</b> 4 INCH.	

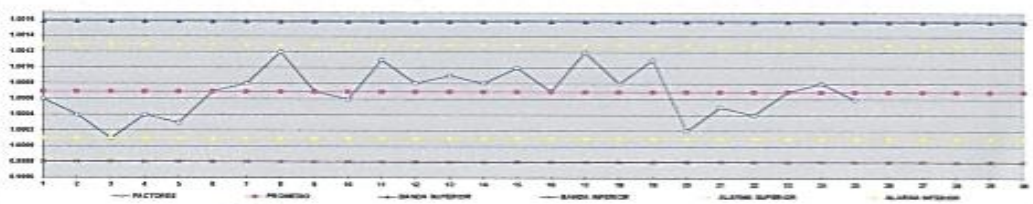
FECHA	Presiones				CRAN.	TEMP. OBSERVADAS	API 60 @ 60 °F	PULGOS	DENSIDAD @ 60 °F	REFERENCIA	FACTORES	
	PRES. MEDIDOR (PSI)	TEMP. MEDIDOR (°F)	BASE MEDIDOR (PSI)	BASE MEDIDOR (INCH)								
07-08-11	110.8	76.1	90.2	57.7	420.3	68.3	30.7	29.0	38.6	41,945,7208	0.0000	0.0004
07-08-12	111.1	76.0	102.0	60.3	409.2	67.1	29.2	32.0	37.3	41,949,4098	0.0011	0.0004
07-08-13	109.7	75.8	107.0	61.7	395.5	62.0	28.8	29.0	34.4	41,944,9940	0.0018	0.0004
08-09-10	112.0	77.2	101.8	58.8	400.9	64.0	29.3	32.0	37.8	41,951,0048	0.0017	0.0007
07-08-14	109.4	75.4	97.0	56.6	399.3	63.5	28.6	30.0	35.2	41,947,1940	0.0002	-0.0001
07-08-14	108.5	74.8	98.8	58.8	412.0	65.5	31.7	30.0	33.5	41,940,3662	0.0008	0.0005
08-09-10	108.0	74.4	103.4	59.7	398.3	63.3	30.0	32.0	35.2	41,948,7178	0.0002	-0.0003
07-08-14	111.1	76.0	106.1	61.3	416.3	66.0	31.0	31.0	38.6	41,944,4978	0.0015	0.0007
08-09-10	109.4	75.8	94.9	56.7	383.3	60.0	28.5	31.0	33.0	41,952,2784	0.0006	-0.0001
07-08-14	111.3	76.3	99.0	57.7	387.8	61.0	30.0	33.0	38.0	41,951,0488	0.0011	0.0007
07-08-14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0.0003
07-08-14	110.8	76.1	91.0	57.0	387.1	61.2	28.8	30.0	37.0	41,950,3650	0.0010	0.0008
07-08-14	108.0	75.0	96.0	57.7	384.0	61.0	28.5	34.0	37.8	41,947,1078	0.0010	-0.0004
07-08-14	108.1	76.2	95.0	57.7	377.1	59.0	28.1	30.0	33.0	41,946,4124	0.0011	-0.0003
07-08-15	109.0	75.5	94.8	54.9	375.4	56.4	28.4	32.0	37.8	41,970,4996	0.0000	-0.0005
07-08-15	110.8	76.0	93.3	53.0	381.0	60.6	29.3	33.0	37.4	41,977,0610	0.0002	0.0003
07-08-15	111.3	76.7	91.5	53.1	470.2	60.2	28.2	32.0	38.0	41,976,4098	0.0010	-0.0000
07-08-15	111.4	76.2	90.8	52.7	380.0	61.0	29.4	30.0	37.5	41,975,7072	0.0004	0.0000
07-08-15	111.3	76.1	94.4	54.8	387.5	60.8	28.2	33.0	35.0	41,976,9024	0.0009	0.0001
08-09-10	112.8	77.7	94.4	54.7	375.4	59.4	28.1	30.0	29.7	41,974,1180	0.0012	-0.0002


La inspección realizada cumple con los criterios:

API MPMS Capítulo 11 Sección 1 "Temperature and Pressure Volume Correction Factors for generalist Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils".


API MPMS Capítulo 15 Sección 2 "Statistical Method of Evaluating Meter Proving Data".

El factor obtenido se encuentra dentro de los límites de control (LCS-LCI); por lo que, MINGA S.A. garantiza la inspección realizada.






ARCHIVO  
Diego Villaral



PETROAMAZONAS EP  
Ramon Almonacid



MINGA S.A.

MAESTRO QUINTO  
Av. República de Colombia 327 y Avenida  
Tel. 02 2 409 122 / 02 2 409 233  
Fax. 02 2 409 142 / 02 2 409 233 ext 340

CARRANZA 3078  
Km 9.5 Via Guano  
Tel. 02 2 409 122 ext 300 y 324  
www.petroamazonas.com.ec

**Anexo 19.**Cuadro de diferencias de Producción Histórica.

Diferencias entre Producción reportada de Campo y Fiscalizada					
ANOS	Producción Reportada	Producción Fiscalizada	Diferencia (Bls)	Diferencia (%)	Diferencia (BPD)
2005	70,976,456.00	63,018,707.00	-7,957,749.00	-12.63	-21,802.1
2006	68,509,369.00	63,065,262.00	-5,444,107.00	-8.63	-14,915.4
2007	62,119,156.21	59,311,154.15	-2,808,002.06	-4.73	-7,693.2
2008	62,823,062.55	60,874,722.93	-1,948,339.62	-3.20	-5,323.3
2009	63,576,906.26	63,026,460.16	-550,446.09	-0.87	-1,508.1
2010	49,675,801.47	49,249,088.54	-426,712.92	-0.87	-1,169.1
2011	55,281,124.71	54,739,853.31	-541,271.40	-0.99	-1,482.9
2012	58,238,097.09	57,915,535.45	-322,561.64	-0.56	-881.3
2013	66,878,252.18	66,456,465.18	-421,786.99	-0.63	-1,155.6
2014	78,408,424.89	78,132,742.11	-275,682.78	-0.35	-755.3