

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA ISRAEL



PROGRAMA: MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE EMPRESAS

TEMA: “PLAN DE ACCIÓN PARA DISMINUIR LAS DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO REPORTADA DE CAMPO VS LA FISCALIZADA EN EL RAMAL SUR DE PETROAMAZONAS EP”

AUTOR: Ing. Gilberto Wilfrido Quinto Silva

TUTOR: PhD. René Alberto Cañete Bajuelo

Quito - Ecuador

Noviembre 2014

DEDICATORIA

El despertar diario es una bendición de nuestro Creador, con el mayor respeto y amor dedico este trabajo a Dios, porque día tras día con sus bendiciones me ayudó a su consecución.

Dedico este trabajo a mis Padres Julio y Rosa que a pesar de no estar físicamente con nosotros, su amor y protección siempre están conmigo en todos y cada uno de los instantes de mi vida, me dieron el impulso inicial y la enseñanza de responsabilidad, superación y honestidad que lo llevaré por siempre en mi mente y en mi corazón. A mis hijos y esposa Aldahir, Elizabeth, Karen y Sulema que siempre supieron comprender que la superación requiere de sacrificios, regalándome a cambio su comprensión, cariño y apoyo para continuar adelante.

“No hay sueños imposibles ni tan lejanos si somos como niños, sin miedo a la locura, sin miedo a sonreír”.

Rosana Arbelo Gopar

WILFRIDO QUINTO SILVA

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios nuestro Señor por haberme dado la dicha de nacer en el núcleo familiar del cual provengo y por regalarme el tesoro más preciado que es la vida.

A mis padres que a más de darme la vida, supieron educarme con la fortaleza y el amor que requiere el ser humano para sortear cualquier obstáculo que se presente en el trajinar de su existencia.

A mis hijos y esposa que son la razón de mi existencia, ellos con su cariño y amor me proporcionan la fuerza y felicidad que alimentan mi alma y mente para transitar por este mundo y alcanzar los objetivos que me propongo, venciendo las dificultades y obstáculos que se presenten.

A mis hermanos que siempre están pendientes de mi persona, brindándome siempre su apoyo incondicional y fraterno.

Al Doctor René Cañete, que a más de ser mi Director de Tesis es un ser humano excepcional, su predisposición, ayuda y apoyo me sirvió para lograr con éxito mi objetivo.

A la UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA ISRAEL, que me brindó la oportunidad de superarme personal y académicamente.

“Cuando pensamos que el día de mañana nunca llegará, ya se ha convertido en el ayer”

Henry Ford

WILFRIDO QUINTO SILVA

ÍNDICE

1. Capítulo I.....	29
1.1 Fundamentos teóricos para la medición estática y dinámica del petróleo.	29
1.1.1 Definiciones	29
1.1.2 Abreviaturas	42
1.2 Medición Estática.....	44
1.2.1 Tanques de almacenamiento y despacho ramal sur	45
1.2.2 Tipos de tanques.....	45
1.2.3 Medición nivel de tanques.....	52
1.2.4 Tipos de medición estática	56
1.2.5 Determinación del agua libre	60
1.2.6 Medición de la temperatura.....	61
1.2.7 Muestreo de tanques.....	61
1.2.8 Determinación de la gravedad api.....	63
1.2.9 Liquidación de volúmenes en tanques	63
1.2.10 Cálculos	68
1.3 Medición Dinámica.....	69
1.3.1 Tipo de medidores	70
1.3.2 Centros de medición de pam sector sur.....	73
1.3.3 Centros de fiscalización operadoras privadas	73
1.3.4 Centros de fiscalización de pam ep	74

1.3.5	Cálculo para la medición dinámica	76
1.4	Partes de un Plan de Acción.....	83
1.4.1	Problema existente	84
1.4.2	Objetivos	84
1.4.3	Estrategias	84
1.4.4	Actividades	85
1.4.5	Responsables	85
1.4.6	Ejecución del plan de acción.....	85
1.5	Métodos de Investigación.....	86
1.5.1	Inductivo - Deductivo.....	86
1.5.2	Analítico - Sintético	87
1.5.3	Estadístico	88
2.	Capítulo II.....	89
2.1	Registro volúmenes de crudo producido y transferido	89
2.1.1	Volumen de crudo reportado de campo y transferido.....	90
2.1.2	Volumen de crudo del sector sur cuantificado en lago agrio	94
2.2	Determinación de las diferencias entre la producción reportada de campo vs la fiscalizada Ramal Sur.....	95
2.3	Diagnóstico.....	97
2.3.1	Diagnóstico de entes externos a petroproducción	97
2.3.2	Factores que afectan las diferencias.....	102

2.4	Actividades realizadas tendientes a disminuir las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada.....	107
2.4.1	Presentación y ejecución de proyectos.....	108
2.5	Análisis Financiero.....	132
2.5.1	Monto económico de las diferencias.....	133
2.5.2	Inversiones realizadas.....	134
2.5.3	Comparación económica entre la inversión y las diferencias.....	135
2.5.4	Determinación del beneficio.....	135
2.5.5	Beneficio de las inversiones.....	139
2.6	Porcentaje de Diferencias Aceptables.....	141
2.7	Diferencias Actuales en el Ramal Sur de PAM EP.....	142
2.7.1	Diferencias entre la producción reportada de campo vs la fiscalizada Ramal Sur de PAM EP.....	142
2.7.2	Capacitación al personal de operaciones.....	156
2.7.3	Determinación de la producción de campo.....	158
3.	Capítulo III.....	160
3.1	Estrategias para disminuir las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada en el ramal sur de petroamazonas ep.....	160
3.1.1	Capacitación.....	160
3.1.2	Producción reportada.....	161
3.1.3	Acciones en los centros de fiscalización.....	161
3.1.4	Materiales necesarios para la medición estática y dinámica.....	163

3.1.5	Fundamentos legales	164
3.1.6	Trabajo conjunto	166
	Conclusiones.....	167
	Recomendaciones	168
	Referencias Bibliográficas y Bibliografía	170
	Anexos	173

ÍNDICE DE GRÁFICOS Y FIGURAS

1.- Gráfico - Porcentaje Diferencias Producción de Campo VS Fiscalizada 2004 - 2013	20
2.- Figura - Cuadro histórico del precio mundial del petróleo	21
3.- Figura - Tanque de Techo Fijo	46
4.- Figura - Tanque de Techo Flotante	47
5.- Figura - Tanque de Techo Flotante con Domo Geodésico.....	48
6.- Figura - Escotilla de Medición y Medidor de Nivel Tipo Radar	49
7.- Figura - Boca de Aforo - Cinta de Medición y Plomada.....	51
8.- Figura - Medidor Tipo Desplazamiento Positivo	70
9.- Figura - Partes Internas de un Medidor de Flujo Tipo Turbina	72
10.- Figura - Medidor de Flujo Tipo Turbina.....	72
11.- Figura - Centro de Fiscalización de PAM EP ubicado en Lago Agrio.....	75
12.- Figura - Cuadro Estadístico del Factor del Medidor.....	79
13.- Figura - Toma Muestras Automático.....	82
14.- Gráfico - Porcentaje Promedio de Diferencias Producción de Campo vs Fiscalizada 2004 – 2013	93
15.- Figura - Conexión Clandestina - Robo de Petróleo Línea de 12”	106
16.- Figura - Conexión Clandestina - Robo de Petróleo Línea de 26".....	107
17.- Figura - Contador con Cabezal de Impresión.....	109
18.- Figura - Unidad Automática de Medición Sacha Central.....	114
19.- Figura - Unidad Portátil de calibración con Tubo Probador.....	115

20.- Gráfico - Porcentaje Diferencias Producción de Campo vs Fiscalizada 2009–2013 - Ramal Sur.....	144
21.- Gráfico - Porcentaje Diferencias con Volumen Referencial PARCIAL – 20013 - Ramal Sur	147
22.- Gráfico - Porcentaje Diferencias con Volumen Referencial TOTAL – 20013 - Ramal Sur.	149
23.- Gráfico - Porcentajes Volúmenes de Crudo Entregados en Lago Agrio – 2013 – Ramal Sur	151
24.- Gráfico - Monto que se Aplicaría a las Operadoras Privadas - Diferencial 0.3 %.....	153
25.- Gráfico - Porcentaje de Diferencias Ramal Norte 2009 - 20013	155
26.- Gráfico - Porcentaje Conocimientos y capacitación de Operadores por tipo de Medición	157

ÍNDICE DE ANEXOS

1. Anexo No. 1.- Tanques de almacenamiento y despacho Ramal Sur
2. Anexo No. 2.- Formato liquidación de tanques
3. Anexo No. 3.- Diferencias producción reportada de campo vs fiscalizada años: 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013
4. Anexo No. 4.- Diagrama centros de medición y fiscalización Ramal Sur supervisados por RODA
5. Anexo No. 5.- Distribución personal RODA año 2006
6. Anexo No. 6.- Diferencias producción reportada vs fiscalizada Ramal Sur: 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013
7. Anexo NO. 7.- Encuesta conocimiento de mediciones Personal de Operación
8. Anexo No. 8.- Separadores de prueba estaciones de producción PETROAMAZONAS EP Ramal Sur

RESUMEN

La presente investigación está destinada a elaborar un plan de acción que coadyuve a disminuir las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada en el Ramal Sur de PETROAMAZONAS EP.

Para ello fue necesario realizar una investigación y análisis de las diferencias indicadas en el período 2004 – 2013, y el monto que esto representa; de la misma forma investigar sobre las inversiones realizadas en ese período y que ayudaron a reducir estas diferencias.

De las investigaciones realizadas, se encontró que realmente la ejecución de los proyectos redujo considerablemente las diferencias, a tal punto que a partir del año 2009 estas se redujeron a un porcentaje menor que la unidad, mientras tanto que en años anteriores se tenía diferencias con porcentajes superiores a la unidad, como en el año 2005 superaron dos dígitos, -12,63 %.

A pesar de esta reducción advertida de las diferencias, actualmente se sigue percibiendo que las diferencias continúan sobre el valor establecido por la Normativa y exigido por la ARCH, $\pm 0,3$ %; teniendo un porcentaje de 0.64 % en el año 2013.

Para ello es necesario ejecutar varias actividades que coadyuvarán a reducir estas diferencias, las misma que están detalladas en el capítulo III, como son: distribución de las diferencias a todos los volúmenes entregados al Ramal Sur de PAM EP, capacitación al personal de operaciones, adquisición de materiales y equipos certificados para medición y laboratorios, acciones con la ARCH y la Secretaria de Hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN

Uno de los grandes retos del Buen Vivir es mejorar la calidad de vida de los ecuatorianos. Para lograrlo, la diversificación productiva y el crecimiento de la economía deben dirigirse al cumplimiento progresivo de los derechos en educación, salud, empleo y vivienda, la reducción de la inequidad social, y la ampliación de las capacidades humanas en un entorno participativo y de creciente cohesión social, con respeto a la diversidad cultural. (Plan Nacional de Desarrollo / Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017. SENPLADES)

A pesar de que el Plan Nacional de Desarrollo, tiene como estrategia realizar “Cambios simultáneos y progresivos en la dinámica productiva, para dar paso a una economía diversificada e incluyente, orientada por el conocimiento y la innovación social y tecnológica, base de la nueva matriz productiva. Esta transición implica que la actual dependencia de la extracción de recursos naturales no renovables sea temporal y decreciente, en la medida de los requerimientos para financiar la emergencia de una nueva configuración socioeconómica, sostenible y sustentable, desde entornos innovadores que garantice un proceso continuo de mejoramiento del bienestar de la población”. (Plan Nacional de Desarrollo / Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017. SENPLADES)

De acuerdo al Plan Nacional de Desarrollo, la sostenibilidad energética del país se apoya en la producción y en el procesamiento de petróleo y gas natural y en el incremento de generación de energía renovable a un ritmo mayor al crecimiento de la demanda anual.

En la elaboración del Plan Nacional de Desarrollo se considera el decaimiento del volumen de producción petrolera en los campos de mayor producción, campos maduros, obliga a anticiparse a la situación futura de falta del recurso petrolero y buscar alternativas de disponibilidad de recursos energéticos. Para ello, en el mediano plazo, se usan técnicas de recuperación mejoradas para el mayor aprovechamiento de los pozos petroleros existentes, el incremento de la productividad en campos pequeños y la producción de reservas no aprovechadas actualmente. (Plan Nacional de Desarrollo / Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017. SENPLADES)

En la Resolución No. CNP - OO2 - 2013 del Consejo Nacional de Planificación en su artículo 2, dispone que “Las instituciones del sector público, en los distintos niveles de gobierno, articulen la formulación de sus políticas, planificación institucional, programas y proyectos público, la programación y ejecución presupuestaria; y, la inversión y asignación de recursos públicos, con los objetivos, políticas, lineamientos estratégicos, metas y Estrategias Territorial Nacional establecida en el Plan Nacional de Desarrollo denominado Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017, sin menoscabo de sus competencias y autonomía”. (Plan Nacional de Desarrollo / Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017. SENPLADES)

La Constitución de la República, en su artículo 315, manifiesta "El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas. Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera, económica, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales.

Mediante Decreto Ejecutivo No. 314 de 6 de abril de 2010, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 171 de 14 de abril de 2012, se creó la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos "PETROAMAZONAS EP", como una persona jurídica de derecho público, con patrimonio propio, autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión, con el objeto de encargarse de la gestión de las actividades asumidas por el Estado en el sector estratégico de los hidrocarburos y sustancias que los acompañan en las fases de exploración y explotación.

El Decreto Ejecutivo No. 1351-A, publicado en el Registro Oficial No. 860, el miércoles 02 de enero de 2013, Segundo Suplemento, indica: "PETROAMAZONAS EP, a partir de la vigencia de este Decreto Ejecutivo, asumirá todos los derechos y obligaciones que se generen en virtud de licencias, autorizaciones, concesiones, contratos y demás actos que se encuentren en vigor, en trámite o en ejecución por parte de las áreas administrativas de EP PETROECUADOR...

De los Decretos Ejecutivos indicados, PETROAMAZONAS EP, es una Empresa Pública dedicada a la exploración y explotación de hidrocarburos en el Ecuador, actualmente su producción de petróleo promedio diaria asciende a 360.000 barriles.

De acuerdo a los datos del Banco Central del Ecuador, durante el período enero-octubre de 2013, del total de nuestras exportaciones el 57,26% corresponde al sector petrolero y el 42.74% al no petrolero.

La producción diaria promedio del petróleo durante el período indicado fue de 522.280 bls., y sus exportaciones sumaron 11.883 millones de dólares, en 122.8 millones de barriles y el Presupuesto General del estado para el año 2013 fue de 32.366,83; por lo tanto la renta petrolera aportó con el 36.71 %.

FISCALIZACIÓN Y TRANSPORTE DE PETRÓLEO DE PETROAMAZONAS EP EN EL DISTRITO AMAZÓNICO.

En el año 2000, un grupo de profesionales de PETROPRODUCCIÓN, realizan un estudio, mediante el cual se determina que las Empresas Privadas que utilizan la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico, RODA, de PETROPRODUCCIÓN deberían cancelar una tarifa por el transporte de su producción petrolera a través del RODA.

El RODA fue creado mediante Resolución 20036-PRESAD-RIN-RH-2000 en septiembre 6 del año 2.000, su actividad se enmarca en los lineamientos del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas vigente y de las disposiciones establecidas en el Acuerdo Ministerial No. 014, emitida el 9 de febrero del 2004, y en la actualidad forma parte de PETROAMAZONAS EP, como una Superintendencia.

Actualmente la responsabilidad del RODA contempla tres ejes principales: Infraestructura, Orgánico funcional y Funcionalidad.

INFRAESTRUCTURA: Corresponde a los oleoductos secundarios, su funcionamiento, análisis de espesores, mantenimiento mecánico, mantenimientos del derecho de vía (DDV), mediante su limpieza, lubricación de válvulas, análisis y limpieza interna mediante pick, etc., actualmente a cargo de la Coordinación de Integridad Mecánica que depende de la Gerencia de Mantenimiento.

ORGÁNICO FUNCIONAL: Transporte del petróleo crudo desde los campos de producción de petróleo crudo hasta las estaciones principales y desde éstas hacia Lago Agrio para la entrega al SOTE; y, la determinación de los valores para el cobro de tarifas por este servicio a las Operadoras Privadas. Actualmente a cargo de RODA Operaciones que depende de la Gerencia Nacional de Operaciones.

FUNCIONALIDAD: Constatación de la entrega del petróleo por parte de la Empresas Privadas y PETROAMAZONAS EP en su calidad y cantidad (FISCALIZACIÓN), para controlar las diferencias entre la producción reportada de campo y la fiscalizada. Responsabilidad entregada en el año 2008 durante la Administración de la Armada del Ecuador.

En la Amazonía ecuatoriana, para transportar este petróleo hacia Lago Agrio y su entrega a través de los centros de fiscalización en la estación No. 1 de la Gerencia de Transporte y Almacenamiento de EP PETROECUADOR, SOTE, y en la estación Amazonas del oleoducto de Curdos Pesados OCP; PETROAMAZONAS EP cuenta con cuatro oleoductos secundarios, descritos a continuación:

RAMAL NORTE

Cuyabeno – Lago Agrio, es un oleoducto secundario que transporta el petróleo crudo correspondiente a los campos, Víctor Hugo Ruales (VHR), Tipishca, Sansahuari, Cuyabeno y Guanta; además transporta la producción de la Operadora Privada Gente Oíl, que opera el campo Singue, su volumen aproximado diario es de 30 mil BPD, que son contabilizados en el centro de fiscalización denominado “Lago Terminal” para su entrega al SOTE.

Sucumbíos – Lago Agrio, los campos que aportan a este oleoducto secundario son: Frontera, Tapi, Tetete, Shushuqui, Shuara, Pichincha, Secoya, Atacapi; también se transporta por este oleoducto secundario la producción de la Operadora Privada Intepc Marañón que opera el

campo Ocano - Peña Blanca, el volumen aproximado diario transportado es 21 mil BPD, entregados al SOTE.

RAMAL SUR (OBJETO DE NUESTRA INVESTIGACIÓN)

Auca – Sacha – Lago, este oleoducto secundario se considera el más importante, pues por él se transporta el petróleo crudo del sector SUR, correspondiente a los campos Auca, Shushufindi, Coca-Payamino (Bloque 7), Palo Azul, Pata y Pucuna (Bloque 18 y 24); además se transporta también la producción de las Operadoras Privadas, Petrobell que opera el campo Tigüino, Petroriental que opera el Bloque 14 y 17, Petrosud-Petroriva que opera el campo Pindo y Palanda–Yuca Sur, Enap-Sipéc que opera los campos Paraíso y MDC; Rio Napo que Opera el campo Sacha (Bloque 60) transportando por este oleoducto un volumen aproximado de 285 mil BPD.

Limoncocha-Eden Yuturi- Lago Agrio, este oleoducto secundario transporta el petróleo crudo producido en los campos Eden-Yuturi (Bloque 12) y Limoncocha (Bloque 15), el volumen aproximado es 84.834,73 BPD; se contabiliza en el centro de fiscalización ubicado en la estación Amazonas, para su entrega en el OCP.

De la información presentada, se vislumbra que a pesar de que el estado ecuatoriano tiene entre sus objetivos no depender la economía del aporte petrolero, en la actualidad la producción de petróleo representa un importante aporte al Presupuesto General del Estado.

Los valores de los volúmenes de producción de petróleo crudo emitidos por Operaciones de PETROAMAZONAS EP, deben guardar concordancia con los volúmenes contabilizados en los centros de fiscalización y entrega de Lago Agrio, con una diferencia mínima, de acuerdo a lo estipulado en la Norma OIML R-117, capítulo 2 sección 4, Clases de Precisión, en la cual indica que la diferencia es +/- 0.3 % para sistemas de medición en ductos.

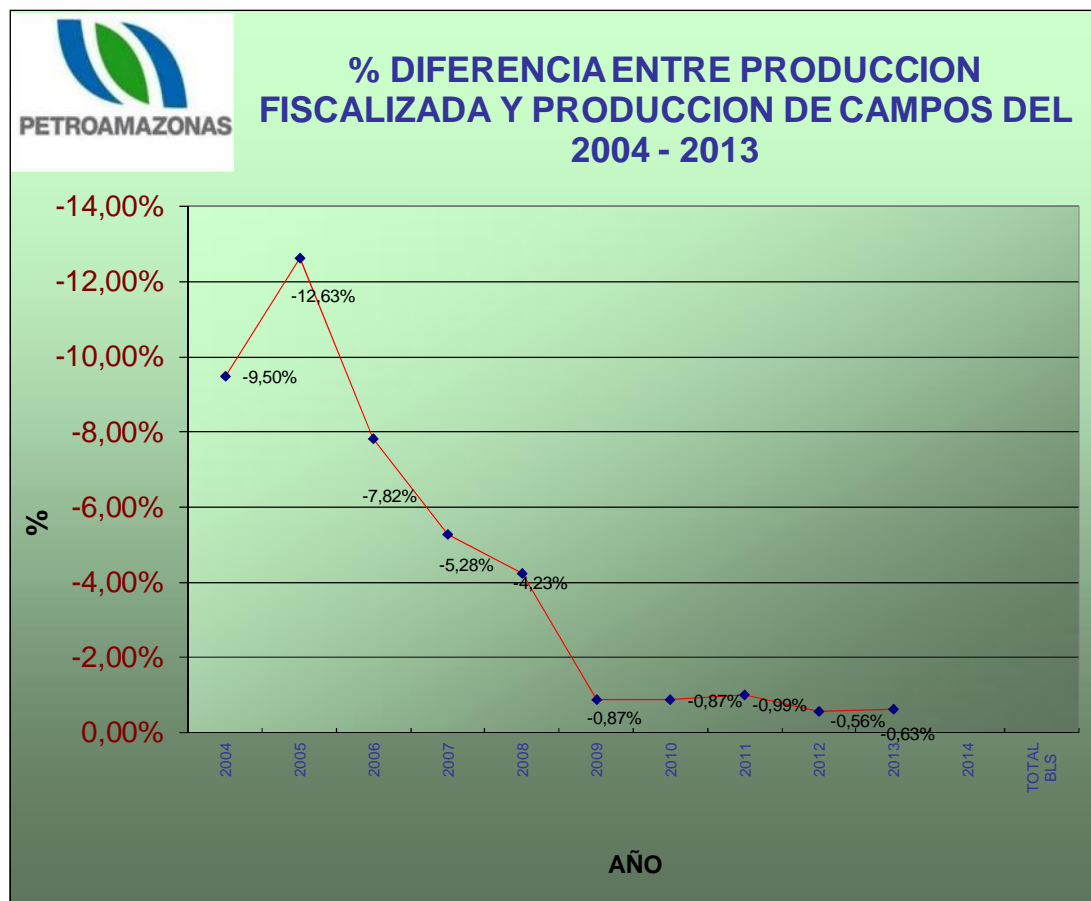
La información de la producción de petróleo real permitiría a las Autoridades Gubernamentales adoptar las medidas necesarias referente a los gastos e inversión planificados para la obra social de Gobierno Central.

Los datos de volúmenes de petróleo reportado de campo y fiscalizado durante el período 2004-2013, correspondientes a PETROPRODUCCIÓN filial de PETROECUADOR, luego Gerencia de Exploración y Producción de EP PETROECUADOR y desde el año 2013 PETROAMAZONAS EP, en donde se establecieron diferencias muy importantes, éstas se describen en el siguiente cuadro:

RESUMEN DIFERENCIAS PRODUCCION REPORTADA DE CAMPO VS FISCALIZADA 2004 - 2013

Fiscalizado vs Producido 2013

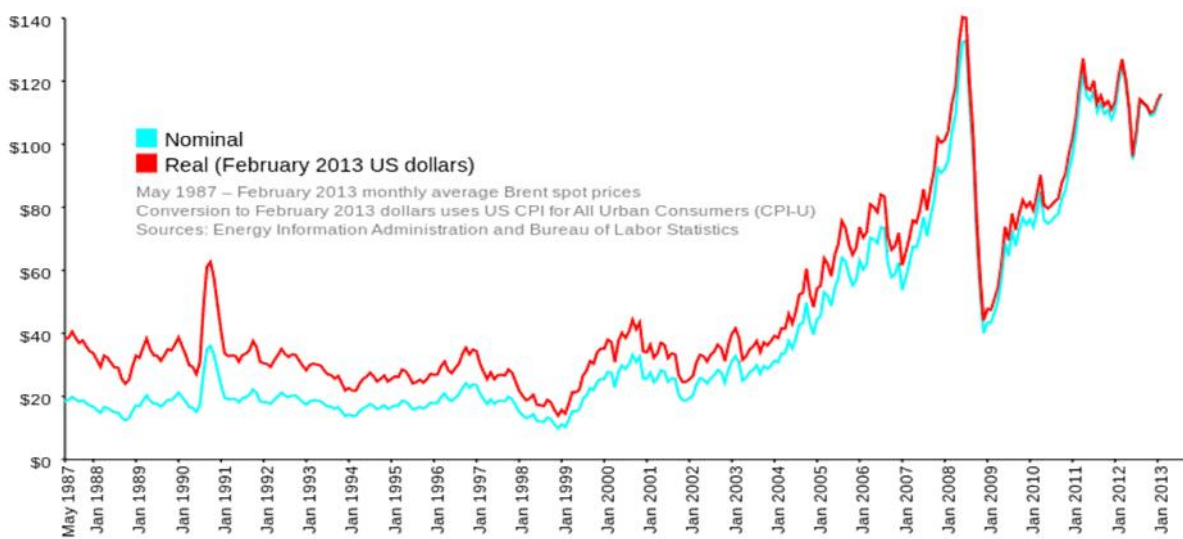
AÑO	Dif (bls)	% RODA Diferencia
2004	-6.514.000,00	-9,50%
2005	-7.957.749,00	-12,63%
2006	-5.444.107,00	-7,82%
2007	-2.808.002,06	-5,28%
2008	-1.948.339,62	-4,23%
2009	-550.446,09	-0,87%
2010	-426.712,92	-0,87%
2011	-541.271,40	-0,99%
2012	-322.561,64	-0,56%
2013	-421.786,99	-0,63%
2014		
TOTAL BLS	-26.934.976,73	
PROMEDIO		-4,34%



1.- Gráfico - Porcentaje Diferencias Producción de Campo VS Fiscalizada 2004 - 2013

En el cuadro de diferencias se puede observar que durante el período 2004-2013 las diferencias ascienden a un volumen total de -26'934.976.73 barriles de petróleo. Es un volumen muy importante, que si proyectamos al año 2013, representaría dos meses y medio de producción de petróleo aproximadamente.

CUADRO HISTÓRICO FLUCTUACIÓN PRECIO MUNDIAL DEL PETRÓLEO



2.- Figura - Cuadro histórico del precio mundial del petróleo

Si se determina un costo promedio por barril de 85 dólares durante el período 2004 - 2013, de acuerdo al gráfico de histórico del precio comercial internacional del petróleo, el Estado Ecuatoriano dejó de recibir en sus arcas **-1.394.543.256,42** dólares.

De lo descrito se puede determinar que las diferencias existentes entre la producción de petróleo reportada de campo y la fiscalizada, afecta a la economía y Presupuesto General del

Estado ecuatoriano, ya que al tener datos erróneos se incrementa el déficit, afectando a los planes de desarrollo establecidos por el Gobierno Central.

Estas diferencias seguirán existiendo, si no se realizan acciones tendientes a contrarrestar estas prácticas de mediciones y poder evitarlas, en estas circunstancias se plantea el siguiente **PROBLEMA** de la presente investigación: *“COMO MEJORAR LAS MEDICIONES DE PETRÓLEO PARA DISMINUIR LAS DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN REPORTADA DE CAMPO VERSUS LA FISCALIZADA EN EL RAMAL SUR DE PETROAMAZONAS EP EN EL DISTRITO AMAZÓNICO”*.

El problema planteado se enmarca dentro del **OBJETO DE INVESTIGACIÓN** definido como el proceso administrativo de la relación entre la oferta y la demanda de la producción de petróleo y su **CAMPO DE ACCIÓN** es el **CONTROL**.

Dentro del proceso de explotación y producción de petróleo, un factor importante es la determinación del volumen de petróleo producido, almacenado, transportado y entregado en la estación No. 1 del SOTE en Lago Agrio, desde donde envían para su industrialización en las refinerías ecuatorianas y también para su exportación en el terminal de Balao.

Esto conlleva a determinar los ingresos con los cuales PAM EP aportará al Presupuesto General del Estado, a través de la producción de petróleo, siendo para ello muy importante

determinar el volumen mediante la adecuada cuantificación del petróleo crudo y con la mayor precisión requerida.

La medición de petróleo producido en los campos petroleros se realiza de acuerdo al sistema existente, mediante la medición de nivel de tanques o si se lo efectúa a través de medidores de flujo, medición ESTÁTICA y DINÁMICA respectivamente.

La medición estática está destinada a la medición indirecta del petróleo mediante la determinación del nivel de crudo existente en los tanques de almacenamiento, en las diferentes estaciones de producción de PAM EP.

La medición dinámica, es el método directo para determinar el volumen de petróleo, se lo realiza en los centros de medición y fiscalización, compuesto por medidores de desplazamiento positivo en su mayoría.

Con el propósito de proporcionar una adecuada solución al problema establecido dentro del objeto de la investigación, se propone el siguiente **OBJETIVO**:

“ELABORAR UN PLAN DE ACCIÓN PARA DISMINUIR LAS DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO REPORTADA DE CAMPO VERSUS LA FISCALIZADA EN EL RAMAL SUR DE PETROAMAZONAS EP DISTRITO AMAZÓNICO”.

De acuerdo al objetivo planteado y con el propósito de proceder a la investigación que ayudará a cumplir con el mismo, partimos de las siguientes **PREGUNTAS CIENTÍFICAS**:

- Cuáles son los sustentos teóricos para controlar las diferencias de la producción de petróleo entre la reportada de campo y la fiscalizada en el Ramal Sur de PAM EP Distrito Amazónico.
- Cómo diagnosticar la situación actual del control de las diferencias de la producción de petróleo entre la reportada de campo y la fiscalizada en el Ramal Sur de PAM EP Distrito Amazónico.
- Cómo establecer un plan de acción para disminuir las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo y la fiscalizada en el Ramal Sur de PAM EP Distrito Amazónico.

Una vez analizado el problema, el objetivo y las preguntas científicas, propongo para mi trabajo de investigación el siguiente **TÍTULO**:

“PLAN DE ACCIÓN PARA DISMINUIR LAS DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO REPORTADA DE CAMPO VERSUS LA FISCALIZADA EN EL RAMAL SUR DE PETROAMAZONAS EP”

FUNDAMENTACIÓN METODOLÓGICA

El presente trabajo de investigación se sustenta fundamentalmente desde el punto de vista cualitativo, para lo cual se emplean métodos tanto de nivel **TEÓRICO** como del nivel **EMPÍRICO**:

Los métodos del nivel teórico que se emplearán sin limitarse solo a ellos son: análisis - síntesis e inducción - deducción, mismos que se utiliza para la conformación del marco teórico referencial.

Análisis – Síntesis

Del reporte total recibido en Lago Agrio se tomarán datos puntuales correspondientes a las estaciones que componen el Ramal Sur, con el propósito de analizar individualmente y correlacionar con el reporte total, además de su compilación para determinar una sola diferencia correspondiente.

Deducción - Inducción

La falta de cuidado en la aplicación de las normas al realizar las mediciones estáticas y dinámicas, además de la falta de concentración en la elaboración de los reportes, determinan las diferencias existentes entre la producción de petróleo reportada de campo y la fiscalizada; el

establecimiento de las causas de estas diferencias ayudarán a inculcar en el cumplimiento de las actividades en cada persona que realiza la operación.

Los métodos del nivel teórico que se utilizarán, pero sin limitarse solo a ellos son: la Observación y la Encuesta.

La Observación nos ayuda a investigar los procedimientos utilizados para realizar las actividades relacionadas con las mediciones, basándonos en los datos, hechos y fenómenos como la temperatura y la presión, obteniendo datos cualitativos y cuantitativos que nos permita determinar las causas de las diferencias.

Para determinar las falencias en los procedimientos utilizados para las mediciones de petróleo, se realizarán entrevistas al personal de operaciones, a los supervisores de estación y de campo, y personal que elabora los reportes diarios, quienes proporcionarán la información requerida, que luego se procederá a su análisis respectivo.

Se utilizará también el método Histórico Lógico, que servirá para determinar las diferencias desde su inicio y durante el período tomado como referencia, tratando de reducir al mínimo permitido mediante la implementación de mejoras.

La tesis está estructurada de la siguiente manera: portada, introducción, tres capítulos, conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos.

En la introducción se describe la situación deseada, la situación actual, el planteamiento del problema, el establecimiento del objetivo, el título de la tesis y la fundamentación metodológica que guiará la presente investigación.

El propósito del primer capítulo está orientado a describir los fundamentos teóricos sobre las mediciones de petróleo y el plan de acción que se utilizará en la presente investigación, para lo cual se tendrá en cuenta las Recomendaciones de las Normas API MPMS, referente a las mediciones, el plan de acción constará de una etapa de estudio en la cual se tendrá el nivel de información, el tipo de datos, tipo de información, personas responsables, entre otros.

En el capítulo dos se describirá el problema existente que ocasionó las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada, el diagnóstico, las acciones realizadas en los años anteriores tendientes a reducir estas diferencias, la metodología utilizada en esta investigación.

El tercer capítulo está orientado a la descripción de las propuestas de implementación y las actividades a desarrollarse durante la aplicación del plan de acción para reducir las diferencias de

la producción de petróleo reportada de campo y la fiscalizada, es decir se presentarán los resultados de la presente investigación.

1. CAPITULO I

1.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS PARA LA MEDICIÓN ESTÁTICA Y DINÁMICA DEL PETRÓLEO.

En el presente capítulo se detallarán los fundamentos teóricos que permitan conocer las técnicas de la medición estática y dinámica; los métodos científicos utilizados para el diagnóstico y determinación de las causas que originan el problema citado.

Para una adecuada comprensión de la terminología utilizada en este documento, a continuación se presenta un MARCO CONCEPTUAL.

1.1.1 DEFINICIONES

Aforamiento Manual: Es un proceso de medición de nivel que se ejecuta en forma manual, en el cual una persona ubicada en el techo del tanque o una plataforma toma lecturas de nivel, utilizando para ello una cinta calibrada.

Agua Disuelta: Agua en solución en petróleo o productos derivados del petróleo.

Agua Entrampada: Agua suspendida en petróleo. Puede incluir agua en emulsión pero no agua disuelta.

Agua Libre: Agua que existe como una fase separada.

Ajuste: Es la asignación de las compensaciones de un instrumento de medición para eliminar los errores sistemáticos de medición.

°API: es una medida de densidad que en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. La gravedad API se usa también para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.

ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero) (ANTES DNH): Es el organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

Barriles brutos fiscalizados: Es el volumen de petróleo crudo medido en las unidades ACT, LACT o en los tanques de almacenamiento, corregido a temperatura estándar de 60°F e incluido el volumen de BS&W.

Barriles netos fiscalizados: Es el volumen de petróleo crudo medido en las unidades ACT, LACT o en los tanques de almacenamiento, corregido a temperatura estándar de 60°F y restado el volumen de BS&W.

Calibración de Tanques: Es el término aplicado al procedimiento de medición de tanques, con el objeto de establecer el volumen real para cada altura de nivel en dicho tanque. Con esta calibración se obtienen las tablas de capacidad o Strapping Tables.

Campo: es un área consistente de uno o varios reservorios limitados, todos ellos agrupados o relacionados a una misma característica estructural geológica o condiciones estratigráficas, en la que se tiene una o más acumulaciones de hidrocarburos.

Certificado de Calibración: Certificado emitido por un laboratorio o entidad especial autorizada que trabaja de acuerdo a las normas nacionales e internacionales y que expresa la relación existente entre las lecturas indicadas por un instrumento y su valor verdadero. La determinación del valor verdadero debe ser atribuible a normas nacionales o internacionales.

Centro de Almacenamiento: es el conjunto de equipos e instalaciones utilizados para la recepción, almacenamiento o distribución de hidrocarburos.

Centros de Fiscalización y Entrega: Son los sitios convenidos por las partes y aprobados por el Ministerio del ramo, equipados con unidades LACT, donde se mide la producción de hidrocarburos, se determina los volúmenes de participación de las partes y se entrega la participación del Estado.

Compañía productora: Es la compañía que mantiene un contrato con el Estado Ecuatoriano por intermedio de PETROAMAZONAS y la Secretaría de Hidrocarburos, para la exploración y explotación de hidrocarburos, en cualquiera de las modalidades previstas en la Ley de Hidrocarburos.

Compresibilidad: Relación entre el volumen de petróleo y la presión.

Condiciones Estándar: Condiciones del crudo a una temperatura de 15,6 °C (60 °F) y una presión de 14.7 PSI.

Densidad: Cantidad de masa de una sustancia contenida en una unidad de volumen, a una temperatura dada.

Densidad Estándar: Es la densidad del producto corregida a 15,6 °C, según las tablas API. Este valor es utilizado para determinar el volumen estándar bruto (GSV).

Densidad Seca del Petróleo: Densidad del petróleo limpio y seco, el cual no contiene agua en suspensión, ni sedimentos. Esta densidad es calculada mediante tablas que contienen la densidad del petróleo corregida a 60° F y el contenido de agua y sedimento, las cuales han sido debidamente aprobadas y puestas en ejecución por la ARCH.

Diferencias: Resultado de la suma algebraica entre el volumen de petróleo reportado de campo y el cuantificado en los centros de fiscalización de PAM EP ubicados en Lago Agrio

Drenaje: Referirse al volumen de agua evacuados de los tanques de almacenamiento.

Ductos Principales: son en general las tuberías y demás equipos e instalaciones de transporte y almacenamiento necesarios para evacuar los hidrocarburos desde los centros de fiscalización y entrega hasta los terminales de exportación o centros de industrialización en el país, aprobados por el Ministerio de Energía y Minas.

Ductos Secundarios: son las tuberías y demás equipos e instalaciones de transporte y almacenamiento necesarios para evacuar los hidrocarburos desde los tanques de almacenamiento en los campos de producción, hasta los centros de fiscalización y entrega.

Emulsión: Mezcla de agua y crudo no separada.

Estratificación: Tendencia de los productos almacenados en tanques, de formar capas de productos de diferentes valores de densidades y temperatura.

Exactitud: Cualidad que refleja el grado de proximidad entre los resultados de las mediciones y los valores verdaderos de la variable medida.

Factor de Corrección del Volumen (VCF): Es un factor que transforma los valores de volumen medidos a una determinada temperatura, en valores de volumen a una temperatura de referencia (15,6 °C).

Fiscalización (Actual): Acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de hidrocarburos a ser utilizadas para el cálculo de pago de impuestos y regalías, en presencia del ente funcionario competente del ARCH, quien dará fe del cumplimiento de los procedimientos legales y de los resultados obtenidos.

Flujo máximo de bombeo: Es el máximo caudal de petróleo crudo que puede transportar el oleoducto, de acuerdo a sus características de diseño y a la capacidad instalada y disponible.

Gravedad API: Es una medida característica en la industria del petróleo, usada como referencia de la densidad de los hidrocarburos.

Gravedad Específica: Relación de peso o masa de la sustancia respecto al peso o masa de una sustancia estándar. En el caso de líquidos, la sustancia estándar es el agua a 60° F, mientras que para el vapor y los gases el estándar es el aire a 60° F y una (1) atmósfera de presión.

Incertidumbre de la Medición: Es el intervalo dentro del cual se estima que estará el valor verdadero de una magnitud medida, generalmente basado sobre una probabilidad dada. En general, comprende muchos componentes, alguno de ellos se puede estimar sobre la base de la distribución estadística de los resultados de series de mediciones y se pueden definir mediante desviaciones estándar. Los estimados de otros componentes sólo se pueden basar en la experiencia o en otra información documentada.

Instrumento Certificado: Instrumento que ha sido calibrado por un laboratorio o entidad especial ejecutante de la normativa y que se acompaña con el respectivo certificado de calibración.

Ingresos Estales.- El Estado percibirá, por concepto de la exploración y explotación de yacimientos hidrocarburíferos, por lo menos los siguientes ingresos: primas de entrada, derechos superficarios, regalías, pagos de compensación, aportes en obras de compensación, participación en los excedentes de los precios de venta del petróleo y por concepto de transporte, participación en las tarifas

Muestreo: Todos los pasos necesarios para obtener una muestra de hidrocarburos que es representativa del contenido de cualquier tubería, tanque u otro recipiente y colocar dicha muestra en un recipiente o contenedor desde el cual una porción representativa puede ser tomada para su análisis.

Nivel de Agua Libre (FWL): Es la altura de la capa de agua libre que se separa del crudo y se acumula por debajo del mismo.

Operaciones Hidrocarburíferas: son las actividades de exploración, explotación, transporte, refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización.

Operadora: Es PETROECUADOR (hoy PETROAMAZONAS EP) a través de la unidad correspondiente, encargada de la operación, mantenimiento y administración del Oleoducto Transecuatoriano Lago Agrio-Esmeraldas y de la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico respectivamente.

Pago de Tarifas.- Los usuarios del SOTE y/o RODA pagarán a la operadora las tarifas de transporte que establezca el Ministerio del ramo, de conformidad con el artículo 62 de la Ley de Hidrocarburos, en función a los volúmenes en barriles brutos fiscalizados y entregados en los centros de fiscalización y entrega o en los puntos de inyección al SOTE y/o RODA.

Pérdidas: Toda disminución de volumen de crudo causado por problemas de operación durante el almacenamiento o transporte del mismo.

Pérdidas o Ganancias de Petróleo en Tanques de Almacenamiento de Lago Agrio: Son las diferencias de petróleo crudo causadas por la operación de los tanques de almacenamiento de la estación de bombeo Lago Agrio entre el volumen recibido a través de las unidades LACT de Lago Agrio y el volumen bombeado a través de las unidades ACT, considerando la diferencia de inventario de tanques.

Peso relativo: Es el peso resultante del producto del volumen en barriles netos y la gravedad específica del crudo.

Producción Fiscalizada: Es la sumatoria de los volúmenes netos determinados en los puntos de fiscalización por el RODA y avalados por el ARCH.

Petróleo Crudo: Es la mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en yacimientos naturales y que permanece líquida a condiciones atmosféricas de presión y temperatura.

Producción: todo tipo de actividades en el área del contrato cuya finalidad sea el flujo de hidrocarburos y que incluye la operación de pozos, equipos, tuberías, tratamiento y medición de

hidrocarburos y todo tipo de operaciones de recuperación primaria, secundaria y mejorada hasta los centros de fiscalización y entrega o los puntos de fiscalización.

RODA: Según definición del Acuerdo Ministerial 014 publicado en el Registro Oficial 280 de febrero 26 de 2004 - Red de Oleoductos del Distrito Amazónico, operado por PETROECUADOR a través de PETROPRODUCCIÓN (Actualmente PETROAMAZONAS EP).

Sistema de Transporte: es el conjunto de medios utilizados para trasladar hidrocarburos de un lugar a otro.

Tablas API: Son tablas proporcionadas por el Instituto Americano del Petróleo (API), utilizadas para determinar valores corregidos de las variables físico químicas observadas que constituye los hidrocarburos, las más utilizadas son 5 A, 5 B, 6 A, 6 B.

Tablas de Calibración: Son tablas que expresan la relación Nivel-Volumen para cada tanque. Estas son necesarias debido a que los tanques no son cilindros perfectos por defectos de fabricación, por efectos de la presión hidrostática y dilatación térmica. Para efectuar la calibración de los tanques es necesario regirse por la norma API 2550.

Trazabilidad: Propiedad del resultado de una medición o de un valor usado como referencia que permite relacionarla a referencias establecidas, normalmente estándares nacionales o internacionales, a través de una cadena ininterrumpida de comparaciones, poseyendo cada una de las mismas una incertidumbre definida.

Valor Promedio Aritmético: El valor promedio de una serie de resultados, el cual se obtiene sumando todos los resultados y dividiéndolos por el número de ellos.

Valor Promedio Ponderado: El valor promedio de una serie de resultados calculados, asignándole a cada resultado la importancia que amerita

Volumen: Espacio físico que ocupa la masa de una sustancia.

Volumen Mínimo de Reserva de Seguridad Nacional: Es el volumen de petróleo crudo establecido por el Ministerio del ramo, que debe permanecer almacenado en los tanques del Terminal Petrolero de Balao, por razones de seguridad nacional, en el cual cada usuario tiene su participación porcentual fijada por la DNH (hoy ARCH), en función de su aporte en volumen o de conformidad al Art. 3 de este acuerdo ministerial.

Volumen Bruto Observado (GOV): Es el volumen del producto, sin incluir el agua libre al fondo del tanque. Este volumen está referido a las condiciones de temperatura y presión del proceso, también se le denomina volumen a condiciones del proceso.

Volumen de Agua Libre (FWV): Es el volumen de agua libre obtenido a partir de las tablas de calibración.

Volumen Bruto Estándar (GSV): Es el volumen total observado corregido a condiciones estándar de temperatura 60 °F (15,6 °C), según lo establecido por el API.

Volumen Neto Estándar (NSV): Es el volumen Estándar Neto compensado por los sedimentos y agua disueltos dentro del producto.

Volumen Neto (NV): Es el volumen total observado corregido a condiciones estándar de temperatura 60 °F (15,6 °C) y presión (14,7 PSIA), según lo establecido por API.

Volumen Total Observado (TOV): Es el volumen del producto, incluyendo el agua libre o sedimento localizados al fondo del tanque. Es calculado sobre la base de las tablas de calibración y el nivel del líquido.

Unidad ACT: Es un equipo especial utilizado para medir y registrar automáticamente la transferencia de custodia de volúmenes, en barriles, de petróleo crudo que se transportan por el Oleoducto Transecuatoriano. Está constituido por el banco de medidores, toma muestras y probador de medidores en la Estación de Bombeo No. 1 Lago Agrio, de conformidad con las normas internacionales. Estas unidades son los dispositivos de medición de volúmenes y recolección de muestras del Centro de Medición del Petróleo Crudo, que la operadora transfiere al Terminal Petrolero de Balao y/o a las estaciones de bombeo para consumo de sus unidades.

Unidad LACT: Son aparatos especiales para medir y registrar automáticamente la transferencia de custodia por concesión de los volúmenes, en barriles, de petróleo crudo producido en los diferentes campos u operaciones de producción, así como de los volúmenes de hidrocarburos provenientes de instalaciones industriales anexas, para luego ser transportados por el oleoducto. Está constituido por el banco de medidores, toma muestras y probadores de medidores diseñados, instalados y equipados de conformidad con las normas API SPEC 11N, API 2502 o su equivalente o la más reciente publicación u otra aplicada por la DNH. Estas unidades son los dispositivos de medición de volúmenes y recolección de muestras del Centro de Fiscalización y Entrega de la Producción de Petróleo Crudo, que los usuarios hacen al RODA y/o al SOTE.

Usuarios: Son las compañías productoras que utilicen el SOTE y/o RODA para el transporte de su petróleo crudo.

1.1.2 ABREVIATURAS

API: Es el organismo encargado de establecer los estándares para la industria petrolera en los Estados Unidos, (American Petroleum Institute), Instituto Americano del Petróleo

ASTM: Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials)

ARCH: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Bls: Barriles.

BPD: Barriles por día.

BS&W: Base, Sedimentos y el agua suspendidos en el petróleo crudo (Base, Sediment and Water).

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

DA: Distrito Amazónico

EP PEC: Empresa Pública PETROECUADOR

FRA: Factor de Corrección para tanques de techos flotantes

ISO: Nombre de la Organización Internacional para la Normalización.

MPMS: Manual de Normas para Medición de Petróleo publicada por el API (Manual of Petroleum Measurement Standard).

PAM EP: PETROAMAZONAS Empresa Pública.

PPR: PETROPRODUCCIÓN filial de PETROECUADOR

RODA: Red de Oleoductos del Distrito Amazónico

SOTE: Sistema de Oleoducto Transecuatoriano. Su punto inicial es la unidad ACT de la Estación de Lago Agrio y su punto final es el conjunto de conexiones de las dos líneas flotantes en las monoboyas de amarre del Terminal Marítimo de Balao, incluye además las instalaciones principales de almacenamiento existentes en la estación de bombeo de Lago Agrio.

(Conceptos tomados del Acuerdo Ministerial 014 y de las Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos de la División Técnica de Fiscalización del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. 28 de agosto del 2001)

1.2 MEDICIÓN ESTÁTICA

Se determinaron significativas diferencias entre los volúmenes de crudo Fiscalizado y Reportado de Campo, lo que motivó recomendaciones de Auditoría Interna y Contraloría General del Estado; OLADE realizó en el 2006 la Consultoría Técnica de los sistemas de producción y transporte de PETROPRODUCCIÓN (actualmente PETROAMAZONAS EP), con el propósito de minimizar estas diferencias.

La correcta medición del volumen contenido en los tanques de oleoducto de PETROAMAZONAS EP, contribuye a reducir las diferencias entre los volúmenes de crudo fiscalizado versus el reportado de campo.

A los tanques debe realizarse al menos una vez cada 5 años verificaciones de la altura de referencia, verticalidad y excentricidad, éstos se calibran cada 15 años o cada vez que se realice una reparación mecánica que afecte el volumen; y, sus tablas de aforo se recalculan por cambios en la gravedad específica del producto, variación en la altura de referencia, variación del peso muerto del techo flotante, de acuerdo a las normas API Cap. 2, sección 2A, Apéndice A numeral 6, 7 y 8.

1.2.1 TANQUES DE ALMACENAMIENTO Y DESPACHO RAMAL SUR

El petróleo crudo producido por PAM EP y Operadoras Privadas correspondiente al Sector Sur, se almacena en los tanques de surgencia y oleoducto localizados en las estaciones principales de cada campo, de acuerdo al cuadro del anexo No. 1.

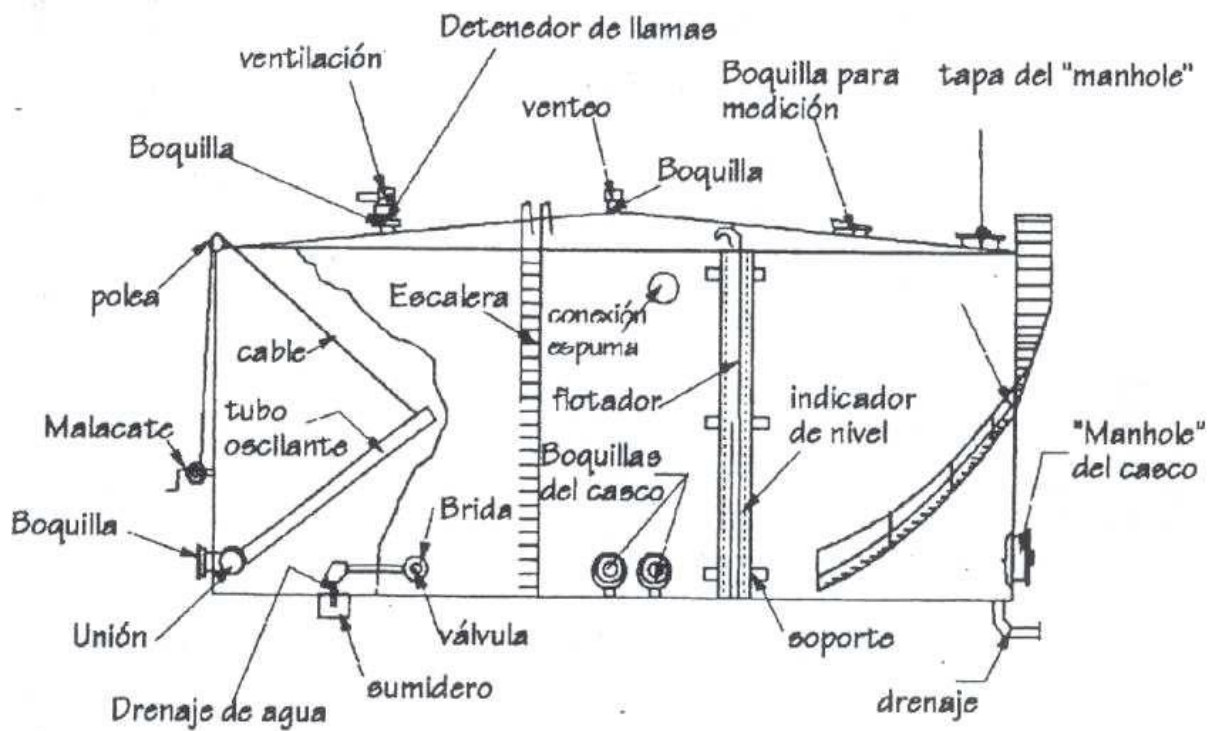
1.2.2 TIPOS DE TANQUES

Para el almacenamiento del petróleo crudo existen dos tipos de tanques, de techo fijo y de techo flotante.

1.2.2.1 Tanque de Techo Cónico Fijo

Son los tanques utilizados para almacenar el petróleo crudo que tengan una presión de vapor relativamente baja; es decir, de aquellos que no tienen tendencia a producir vapores a temperatura ambiente, la presión al interior del tanque no sobrepasa la atmosférica y esto facilita el almacenamiento del crudo, o de cualquier otro hidrocarburo que tenga las características indicadas.

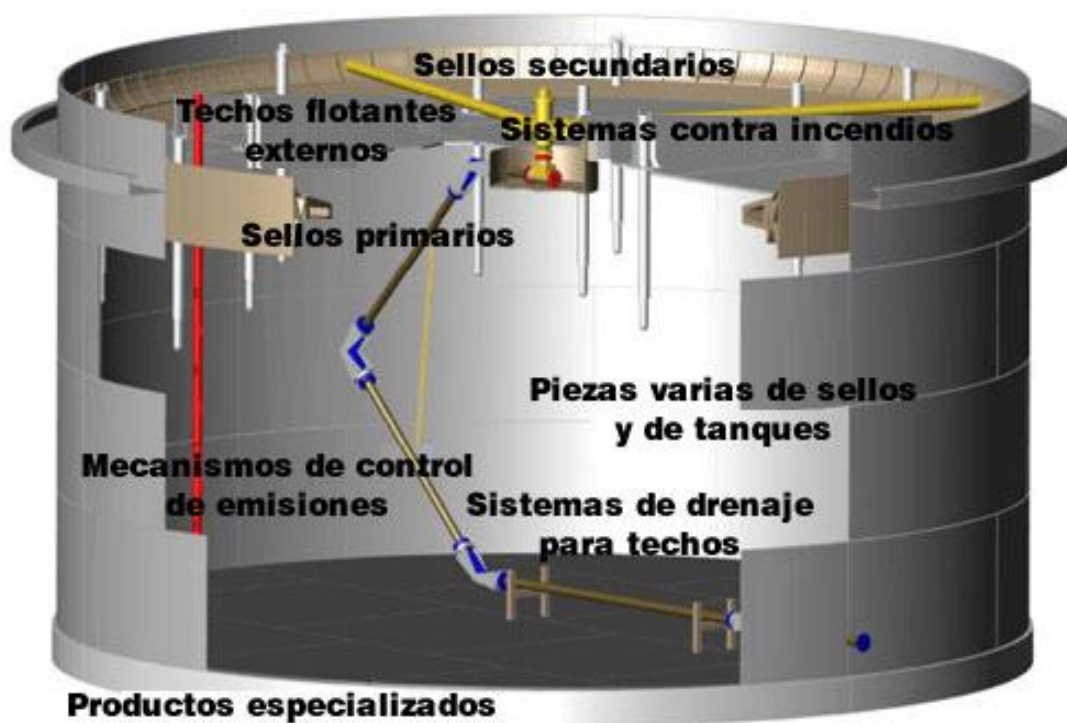
Son construidos en láminas de acero y soldados herméticamente para resistir presiones mayores a la atmosférica, sus partes se indican en el siguiente gráfico.



3.- Figura - Tanque de Techo Fijo

1.2.2.2 Tanque de Techo Flotante

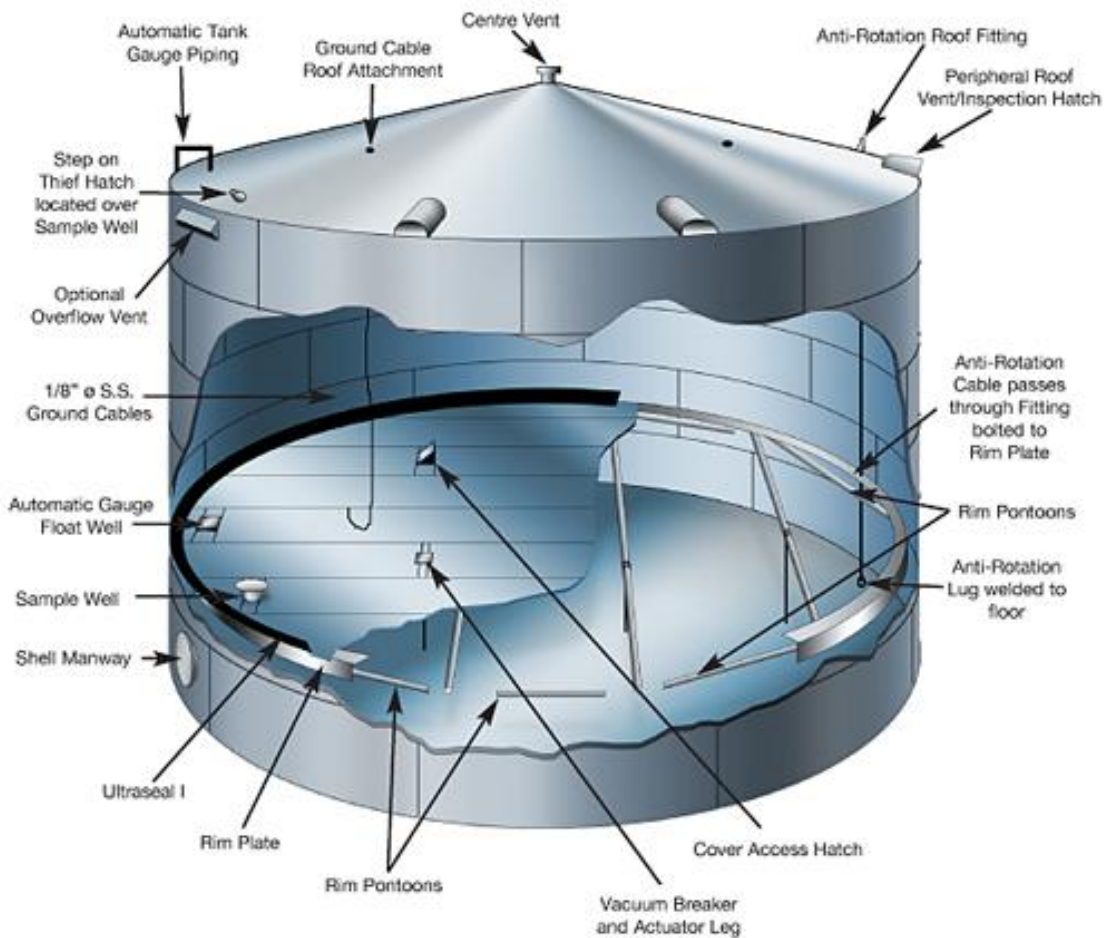
Estos tanques se construyen de tal forma que el techo flota sobre la superficie del crudo, eliminando así el espacio para la formación de gases. Los techos flotantes son en la actualidad los más eficaces para el servicio corriente ya que se reducen las pérdidas por evaporación, Sin embargo tienen uso específico para crudo ya que la empaquetadura de caucho del techo tiene un límite de presión de operación.



4.- Figura - Tanque de Techo Flotante

1.2.2.3 Tanque de Techo Flotante con Domo Geodésico

Los nuevos techos internos se construyen en aluminio lo cual aliviana su peso, y se coloca un domo geodésico como techo fijo del tanque; la forma en la parte superior es ovalada, cuenta con una membrana que se posiciona sobre el fluido y se mueve con él. Su principal ventaja respecto al de techo flotante es que nunca el agua lluvia ingresa al tanque.



5.- Figura - Tanque de Techo Flotante con Domo Geodésico

Los tanques de almacenamiento están contruidos dentro de un “dique” cuyos muros de retención deben tener una capacidad de recepción en caso de emergencia de 1,5 veces la capacidad del tanque, con la prevención de que por alguna razón el petróleo crudo del tanque quede contenido entre los muros y no contamine el ambiente.

1.2.2.4 Componentes para la Medición de Nivel del Petróleo Crudo en Tanques

Los componentes importantes que intervienen en la medición de nivel del petróleo crudo en los tanques de almacenamiento y despacho son los siguientes:

Boca de aforo o Escotilla de Medición: Abertura sobre el techo del tanque a través del cual se realizan las medidas y muestras para el aforo.



6.- Figura - Escotilla de Medición y Medidor de Nivel Tipo Radar

Tubo de Aforo: Es un tubo ranurado generalmente de 6 u 8 pulgadas de diámetro utilizado para introducir la cinta de medición

Punto de Referencia: Es un punto o marca fija situada en la boca de aforo de un tanque (techo Fijo) o encima de ella, sobre la cual se sostiene la cinta mientras se practican las medidas.

Punto de medición (Measurement Point): Es un punto en o cerca al fondo del tanque, hasta el cual llegará la plomada durante la medición y desde donde se tomarán las distancias.

Plato de medición (Datum Plate): Plato fijo localizado en el fondo del tanque y directamente debajo del punto de referencia del líquido que va a ser medido.

Altura de Referencia: Distancia vertical entre el punto de referencia y el fondo del tanque o la placa de nivel cero (0) en el fondo del tanque. Esta distancia debe ser visible en la parte superior del tanque muy cerca de la boca de aforo.

Sistema de Medición Local: Es un sistema permanente localizado en el tanque, utiliza un tipo de cinta graduada, lo cual nos permite tener información sobre la medida de nivel del crudo que se encuentra en el tanque, no es la medida oficial. Este sistema de medición tiene incorporados protección por bajo nivel y protección por alto nivel emitiendo una alarma en caso de sobre llenado.

Cinta de medición: Es una cinta de acero, graduada y usada para la medición a fondo y/o vacío del hidrocarburo existente en el tanque.



7.- Figura - Boca de Aforo - Cinta de Medición y Plomada

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

Pasta Indicadora de agua: Este producto químico cambia de color cuando entra en contacto con el agua indicando el nivel o la interface de agua en el hidrocarburo.

Equipo Drenaje Automático: Está compuesto por un sensor que detecta la interface crudo-agua, controlador con banda proporcional, válvula de control un registro, la función principal es que una vez que el tanque reciba producción o transferencia, y alcance un nivel de agua donde se requiera drenar, automáticamente el tanque comienza a drenar hasta un nivel predeterminado, esta acción debe estar vigilada por la sala de control para evitar en caso de que el sensor se descalibre el tanque drene más de lo necesario; este sistema se tiene en el tanque almacenamiento TK-100 en el Auca Central.

(Conceptos tomados del Acuerdo Ministerial 014 y de las Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos de la División Técnica de Fiscalización del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. 28 de agosto del 2001)

1.2.3 MEDICIÓN NIVEL DE TANQUES

Las condiciones para que la Medición Estática se realice de forma correcta y por ende con la menor incertidumbre son las siguientes:

- a. El fluido contenido en el tanque debe encontrarse en condiciones de quietud y/o reposo total (estático), mínimo 60 minutos.
- b. La cinta métrica debe encontrarse en buen estado y contar con el certificado de verificación (cinta de trabajo) y de calibración (cinta patrón) vigente.
- c. Los tanques de almacenamiento deben encontrarse en buen estado y contar con las tablas de calibración (aforo) vigentes.

- d. Para la determinación de la temperatura, se debe utilizar un termómetro certificado de verificación y calibración vigente.
- e. Para la determinación de las especificaciones de calidad del hidrocarburo almacenado, se debe tomar una muestra representativa y homogénea del crudo contenido en los tanques de almacenamiento.
- f. Para la determinación del contenido volumétrico de hidrocarburo se debe seguir el procedimiento de liquidación de medición estática detallado en el capítulo 12 de la Norma API MPMS

1.2.3.1 Medidas de Seguridad

En los tanques de techo flotante se debe tener precaución de abrir el desagüe del techo en caso de lluvia, para evitar que el peso del agua hunda el techo.

Para eliminar los riesgos por acumulación de electricidad estática, debe mantenerse siempre contacto directo con las escaleras, al subir o bajar del tanque y antes de abrir la escotilla de medición, para crear así un polo a tierra.

- “NUNCA” debe medirse un tanque durante una tormenta eléctrica.
- Debe evitarse la inhalación de gases que salen del tanque mientras la boquilla de medición esté abierta.

- La plomada de las cintas de medición debe ser de un material que no produzca generación de chispas (Bronce).
- No se debe dejar las cintas de medición en los techos de los tanques. Estas deben llevarse a su lugar de origen, lavarse en JP1 o diésel y luego colgarse del mango en el porta cintas.
- Los trapos, botellas y otros objetos usados durante el procedimiento de medición deben bajarse de los techos y depositarse en un lugar seguro.
- Antes de tomar medidas de un tanque, todas las válvulas de recibo y entrega deben estar cerradas para prevenir pases o desplazamientos de productos desde o hacia otros tanques o sistemas.
- En tanques de techo cónico debe evitarse la medición con más de dos (2) personas sobre el techo para evitar que la altura de referencia cambie con el peso de las personas. Si ello fuere inevitable, las mismas personas deben llevar a cabo las dos mediciones.
- No es recomendable realizar la medición en la zona crítica del tanque por tener incertidumbre alta.
- Se debe usar la misma cinta y plomada para la medición inicial y final.
- Para la medición manual con cinta se debe tener en cuenta que el tiempo de reposo mínimo requerido por un tanque que almacena crudo es de 60 minutos. Referencia Norma API MPMS 3. 1A. 10

1.2.3.2 Cintas de Medición

La Cinta de medición es un instrumento que sirve para medir la altura de los líquidos (hidrocarburo y agua libre), que hay en un tanque; esta altura se compara con datos registrados en una tabla de aforo determinando a partir de esta altura un Volumen Total Observado en el tanque; esta cinta de medición tiene las siguientes características:

- Generalmente está hecha en acero inoxidable, o de una aleación de cromo y plata, con coeficiente de expansión térmica similar al material del tanque y resistente a líquidos corrosivos.
- Su longitud debe ser acorde a la altura del tanque a ser medido.
- La escala de la cinta de medición debe estar graduada en metros, centímetros y milímetros, que corresponde al Sistema Internacional, en la otra cara de la cinta debe estar graduada en pies, pulgadas y fracciones de pulgada, por la utilización todavía del sistema inglés en nuestro medio.
- Un carrete donde se pueda enrollar o desenrollar la cinta.
- Gancho de soporte y fijación para la plomada.
- Plomada en un material resistente a la chispa y a la corrosión (generalmente bronce), con su longitud normalizada 15 centímetros (6 pulgadas), cuyo peso normalizado es 20 onzas.
- Polo a tierra para evitar chispa debido a la estática.
- El ojo de la plomada debe ser totalmente circular.

- En el caso de plomadas de fondo debe ser de un material que soporte los golpes con materiales metálicos que están en el fondo del tanque.
- No deben usarse cintas con la escala numérica no visible o totalmente borrada como resultado del desgaste y la corrosión.
- El TAG debe ser el mismo para el cuerpo de la cinta, el carrete y la plomada; esta identificación debe estar en el certificado de verificación y/o calibración de la cinta.
- Se debe cambiar el conjunto plomada y la cinta de medición, cuando al verificar con el calibrador de cintas, el desgaste y la distorsión de la punta y el ojo combinados sea mayor de 1.0 mm.

1.2.4 TIPOS DE MEDICIÓN ESTÁTICA

Existen dos tipos importantes para la medición de nivel de crudo en los tanques de almacenamiento y despacho, estas son medición a fondo y medición a vacío.

1.2.4.1 Medida a Fondo o Directa

Consiste en medir la distancia existente desde la platina de medición en el fondo del tanque hasta la altura libre del líquido, donde se producirá la marca o corte sobre la cinta de medición obteniéndose así la altura del líquido en forma directa.

El procedimiento que se debe seguir para realizar la medición a fondo es el siguiente:

- Leer y registrar la altura de referencia, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
- Aplicar pasta para detección de agua sobre la plomada en capas iguales hasta esconder la superficie sin cubrir la graduación de los números de la escala.
- Hacer la conexión a tierra de la cinta, abrir la escotilla de medición y bajar la cinta lentamente en el producto hasta que la plomada toque el fondo del tanque o plato de medición.
- Mantenga la cinta firme, el tiempo suficiente para que el líquido produzca el corte en la cinta.
- La plomada debe permanecer en el lugar por lo menos durante 10 segundos.
- Se debe leer la altura de referencia observada en la cinta; si la altura observada es igual o tiene una diferencia de ± 3 mm, respecto al valor de registro, se debe levantar la cinta lentamente y registrar el corte del líquido en la cinta.
- Recoger la cinta hasta la marca de corte y registre la lectura, siempre escriba el corte continuo y claro como el nivel oficial de agua medido.
- Repetir el procedimiento tres veces consecutivas, estas lecturas obtenidas, deberán estar dentro del rango de los 3 mm (1/8").
- Si dos de las tres lecturas consecutivas son idénticas, ésta será reportada y validada como el nivel del crudo existente en tanque.

- De no existir dos lecturas idénticas, se realizará un promedio aritmético de las tres lecturas obtenidas, su diferencia entre el promedio y las lecturas de medida deben ser lo más cercana a 1 mm. Referencia Norma API MPMS 3. 1A. 9. 1

1.2.4.2 Medida a Vacío o Indirecta

Consiste en medir la distancia vertical existente desde la superficie del líquido hasta la marca de referencia. La deducción de esta medida de la altura de referencia, dará la altura del líquido en el tanque, por lo que la medida del volumen se tiene en forma indirecta.

Es fundamental que el punto de referencia este fijo y plenamente determinado, así como claramente escrito sobre el techo del tanque. Las medidas a vacío solo son confiables si existe un programa de verificación frecuente de la altura de referencia; por ser esta última, un dato fundamental en la operación matemática. A continuación se describen los pasos que se debe seguir para realizar la medición al vacío:

- Se sugiere leer y tomar el nivel del producto utilizando telemetría en los tanques que utilizan dicho sistema, para usar esta información como dato guía (registrar esta información en la libreta).
- Leer y registrar la altura de referencia, tomándola, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.

- Conectar el polo a tierra de su cinta de medición, descargando las eventuales corrientes estáticas a la baranda del tanque o a la escotilla de medición.
- Abrir la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.
- Determinar matemáticamente la longitud de cinta a introducir en el tanque restándole de la altura de referencia el dato guía y se le resta a este valor la mitad de la longitud de la plomada cuadrada (aproximadamente 7 cm).
- Bajar la plomada para medición al vacío haciendo contacto con la boquilla del tanque hasta alcanzar la longitud anteriormente calculada.
- Esperar unos segundos hasta que se estabilice la plomada.
- Extraer la cinta del tanque y leer el corte del líquido sobre la plomada.
- Repetir este procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm.
- Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede reportar como válida, teniendo en cuenta que la diferencia con respecto a la tercera no sobrepase 1 mm.
- Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra es de 1 mm, la medida a tomar es el promedio de las tres.
- En caso que las 3 lecturas arrojen diferencias superiores a 3 milímetros, se sugiere revisar que las válvulas del tanque estén cerradas y que efectivamente el fluido haya estado en reposo entre una o dos horas dependiendo del fluido y realizar nuevamente la medición.

- Por último se procede a calcular la altura del producto en la siguiente forma:

Altura del líquido = Altura de referencia (BM) – Lectura cinta – punto de corte indicado en la plomada

1.2.5 DETERMINACIÓN DEL AGUA LIBRE

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

- Los tanques deben mantenerse drenados, para tener la menor cantidad de agua libre (máximo 5 cm de agua). Para medir el nivel de agua, se recomienda el uso de una plomada circular de no se deben usar plomadas cuadradas.
- El nivel de agua libre almacenada en los tanques de almacenamiento atmosféricos debe medirse empleando el método de medición a fondo con cinta de medición afondo y utilizando pasta indicadora de agua.
- Con la medida obtenida en la plomada se calcula el volumen de agua libre existente en el fondo del tanque de almacenamiento o despacho.
- Para drenar un tanque, se debe abrir la válvula de drenaje lentamente con el fin de evitar la creación de un vórtice o remolino dentro del tanque que cause que el producto almacenado se mezcle con el agua.

1.2.6 MEDICIÓN DE LA TEMPERATURA

Para la medición de la temperatura en los tanques de almacenamiento se usa un termómetro digital “Thermoprobe TP7”, que tiene una precisión de ± 0.1 °C. Por el impacto que esta variable tiene en la cuantificación del volumen se recomienda usar equipos con la mayor precisión, buscando con ello obtener una incertidumbre combinada en la operación, dentro del rango tolerable. Referencia Norma API MPMS 3. 1A. 8.3.9

1.2.7 MUESTREO DE TANQUES

Las muestras son requeridas para la determinación de las propiedades tanto físicas como químicas del producto almacenado en el tanque, las cuales son usadas para establecer los volúmenes estándar y cumplir con las especificaciones reglamentarias.

Muestreo Manual Puntual: El propósito de tomar muestras es el de obtener una porción representativa del contenido total del tanque, si la muestra es puntual se debe considerar la altura de los tanques se tienen los siguientes niveles:

- En tres niveles, en los tanques superiores a 6 metros (20 pies), deberán tomarse muestras de igual volumen en la parte superior, media e inferior.
- En dos niveles: En los tanques superiores a 3 metros (10 pies) y hasta 6 metros (20 pies), deberán tomarse muestras de igual volumen en la parte superior e inferior.

- En un nivel: En los tanques inferiores a 3 metros (10 pies), deberá tomarse una muestra en la parte media del nivel del tanque.

En todos los tanques de almacenamiento y despacho pertenecientes a PETROAMAZONAS EP, se toma la muestra en los tres niveles especificados en el muestreo manual puntual.

Muestreo Manual Corrida: Este tipo de muestreo tiene el propósito de atrapar una muestra de petróleo a todo nivel. Para tomar una muestra corrida se baja el recipiente tipo botella hasta un punto cercano al fondo del tanque con la ayuda de la plomada, luego se destapa la botella y se eleva lentamente de tal manera que el recipiente contenga entre el 70 y 85 % de volumen total.

Para tomar la muestra corrida se sigue los siguientes pasos:

- Bajar la botella taponada o recipiente hasta un nivel lo más cerca posible al nivel extraído.
- Retire el tapón y levante la botella a una rata uniforme de tal manera que esta se encuentre aproximadamente $\frac{3}{4}$ llena después que emerja el líquido.
- Para productos livianos o tanques profundos, se puede necesitar una abertura restringida, que evite el llenado de la botella.

1.2.8 DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD API

La gravedad API del volumen de petróleo almacenado en los tanques es determinada mediante los hidrómetros o termohidrómetros aplicados a las muestras extraídas de crudo extraídas del tanque, con los valores de temperatura y gravedad API observados, se determina el valor de la gravedad API corregido a 60 °F utilizando las tablas 5A o 5B, basados en la Norma ASTM 1298.

1.2.8.1 Cálculo de la Gravedad API Seco.

Con el resultado de la Gravedad API obtenido en el punto anterior y el porcentaje de agua y sedimentos total contenidos en el volumen de crudo, se determina mediante la siguiente fórmula:

$$\text{API SECO} = \frac{[141,50 \times (131,50 + \text{API } o)] \times [1 - (\%S\&W / 100)]}{[141,50 - (\%S\&W / 100) \times (131,50 + \text{API } o)]} - 131,5$$

1.2.9 LIQUIDACIÓN DE VOLÚMENES EN TANQUES

Para determinar los volúmenes reales que tiene un tanque, tomando las mediciones manuales de nivel de producto, nivel de agua libre, temperatura del líquido y muestra del producto que permite determinar la Gravedad API y el porcentaje de Agua y sedimento (% BS&W), procediendo con esta información a obtener el Volumen Neto. Este procedimiento se encuentra detallado en el capítulo 12.1 del API MPMS.

Volumen Total Observado (TOV): Se obtiene del nivel total del crudo existente en el tanque medido con la cinta y convertido a volumen de acuerdo a la tabla de calibración del tanque.

Volumen Bruto Observado (GOV): Se determina descontando el agua libre (FW) al volumen total observado (TOV) y multiplicando el resultado por el factor de corrección por efecto de temperatura en las paredes del tanque (CTSH), para tanques de techo flotante, el resultado anterior se ajusta por el factor de corrección de techo flotante (FRA).

$$GOV_1 = TOV - FW$$

$$GOV = [(TOV - FW) \times CTSH] \pm FRA$$

Corrección por el efecto de la temperatura en las paredes del tanque (CTSH): Cualquier tanque, sujeto a cambios de temperatura, cambia su volumen; asumiendo que el tanque ha sido calibrado de acuerdo a la Norma API MPMS - Capítulo 2, éstos tienen tablas de calibración basado en una temperatura específica de la pared del tanque. El CTSH se puede obtener directamente a través de la tabla B-1 Apéndice B de la Norma API - Capítulo 12 - Sección 1 o mediante cálculo por la fórmula que se muestra a continuación, con la consideración que el CTSH se debe redondear a 5 cifras decimales.

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

Donde:

= Coeficiente lineal de expansión del material de la pared del tanque

$T = \text{Temperatura de la pared del tanque } (T_a) \text{ menos la temperatura base } (T_b):$

$$T = TSH - T_b$$

$T_b = 60 \text{ }^\circ\text{F}$ (valor de la temperatura normalizada)

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

Para calcular el CTSH es requisito la siguiente data:

- a. La temperatura de los volúmenes de la tabla de la calibración, en la cual hay una leyenda que dice: normalmente volúmenes corregidos para una temperatura del acero de $120 \text{ }^\circ\text{F}$ o volúmenes a $60 \text{ }^\circ\text{F}$ o temperatura de calibración a $90 \text{ }^\circ\text{F}$ (temperatura base de la tabla de calibración T_b)
- b. La temperatura del líquido (al momento de la medición)
- c. La Medida de la temperatura ambiente a un metro de la pared del tanque.

Factor de Corrección para tanques de techos flotantes (FRA): El resultado del CTSH se ajusta por el factor de corrección de techo flotante, cuando aplique, para obtener el volumen bruto observado, esta corrección por el desplazamiento del techo flotante se puede calcular de la siguiente manera:

$$\text{Corrección por techo} = (\text{API referencia} - \text{API observado}) \times BIs / \text{ }^\circ\text{API}$$

$Bls/^\circ API = \text{Constante de corrección por unidad de volumen suministrada en la tabla de aforo del tanque.}$

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

“Un total de 1.500 barriles ha sido deducido de esta tabla entre 4,0 y 5,0 pies por efectos de desplazamiento del techo basado en un peso del techo de 200,000 libras. Niveles sobre 5.00 pies reflejan esta deducción y deberán ser ajustados por variación de la gravedad a la temperatura del tanque aplicando las siguientes condiciones: gravedad observada $20^\circ API$ no se ajusta; por cada $1,0^\circ API$ por debajo $20^\circ API$ observada, sumar 6,00 barriles; por cada $1,0^\circ API$ por encima de $20^\circ API$, restar 6,00 barriles.”

(Ejemplo tomado de las Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos de la División Técnica de Fiscalización del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. 28 de agosto del 2001)

Los datos y tablas requeridos para calcular la corrección del techo flotante son:

- a. Gravedad API del líquido a la temperatura observada, no a $60^\circ F$, a menos que la temperatura observada sea $60^\circ F$

- b. Temperatura del líquido
- c. Nivel del líquido
- d. Tabla de calibración del tanque
- e. Tablas ASTM para corrección de gravedad observada (5A, 5B)

Volumen Bruto Estándar (GSV): Se obtiene multiplicando el volumen bruto observado (GOV) por el factor de corrección de volumen por efecto de la temperatura en el líquido a 60° F (CTL).

$$GSV = GOV \times CTL$$

Entre en la Tabla API 6 A (para líquidos) se obtiene el factor de corrección de volumen a 60 °F (CTL). Para este cálculo, se utiliza el promedio de temperatura observada en el tanque y la gravedad API promedio corregida a 60 °F. Se deberá asegurar que la gravedad reportada en este paso es la gravedad API húmeda, pudiendo obtener este valor por la siguiente fórmula:

$$CTL = EXP [-K \times (T - 60) \times (1 + 0,8 \times K \times (T - 60))]$$

Para crudo:

$$K = 341.0957 / (\text{Gravedad Esp. } 60^{\circ}\text{F} \times \text{Dens. H}_2\text{O a } 60^{\circ}\text{F})^2$$

Volumen Neto Estándar (NSV): Está determinado por el producto entre el volumen bruto estándar (GSV) y el factor de corrección del agua y sedimentos (CSW) existente en el petróleo crudo del tanque; es decir, es el volumen bruto estándar (GSV), restado el agua y sedimentos contenidos en el petróleo.

$$NSV = GSV \times CSW$$

El factor de corrección del agua y sedimentos viene determinado por la siguiente fórmula:

$$CSW = [(1 - \% BSW) / 100]$$

Para la liquidación del volumen de crudo recibido y entregado en un tanque, se realiza la diferencia entre el volumen inicial del tanque TOV, GOV, GSV y NSV y el volumen final del tanque TOV, GOV, GSV y NSV; este resultado corresponde al volumen entregado en la operación de transferencia.

1.2.10 CÁLCULOS

1. Obtenga la medida del nivel del petróleo crudo y agua libre.
2. Realice la medición de la Temperatura del líquido.
3. Obtenga el volumen Total de Crudo (TOV) con la tabla de aforo.
4. Obtenga el volumen de agua libre mediante la tabla de aforo (FW).

5. Obtenga los factores de corrección por temperatura de la lámina (CTSH), luego el factor de corrección por efecto de la temperatura (CTL) y el Factor de corrección por efecto del techo FRA (en el caso de techo flotante).
6. Obtenga la calidad del crudo con la muestra analizada en el laboratorio (BSW).
7. Obtenga el volumen de crudo sin agua libre: $GOV_1 = TOV - FW$
8. Halle el Volumen Bruto Observado: $GOV = [GOV_1 \times CTSH] \pm FRA$
9. Halle el Volumen Bruto Estándar: $GSV = GOV \times CTL$
10. Halle el Factor de Corrección por agua y sedimento: $CSW = [(1 - \% BSW) / 100]$
11. Halle finalmente el Volumen Estándar Neto: $NSV = GSV \times CSW$

El resumen de los cálculos para liquidar el volumen de un tanque (formato de liquidación) se encuentra descrito en el Anexo No. 2.

1.3 MEDICIÓN DINÁMICA

La medición dinámica es utilizada para determinar los volúmenes de petróleo crudo cuantificados en los medidores de flujo instalados en línea, ubicados en los centros de medición y fiscalización. Aplicando lo descrito en las recomendaciones de las Normas API MPMS, Capítulo 5;- “Mediciones”.

1.3.1 TIPO DE MEDIDORES

En los centros de medición y fiscalización de PAM EP Ramal Sur, se disponen de medidores de tipos desplazamiento positivo y turbina.

1.3.1.1 Medidores Tipo Desplazamiento Positivo

Los medidores tipo desplazamiento positivo son los más antiguos del mercado y a pesar de ser mecánicos tienen su ventaja respecto al resto, ya que su rango para medir el crudo de diferente viscosidad es amplia, además que el volumen medido es directo.



8.- Figura - Medidor Tipo Desplazamiento Positivo

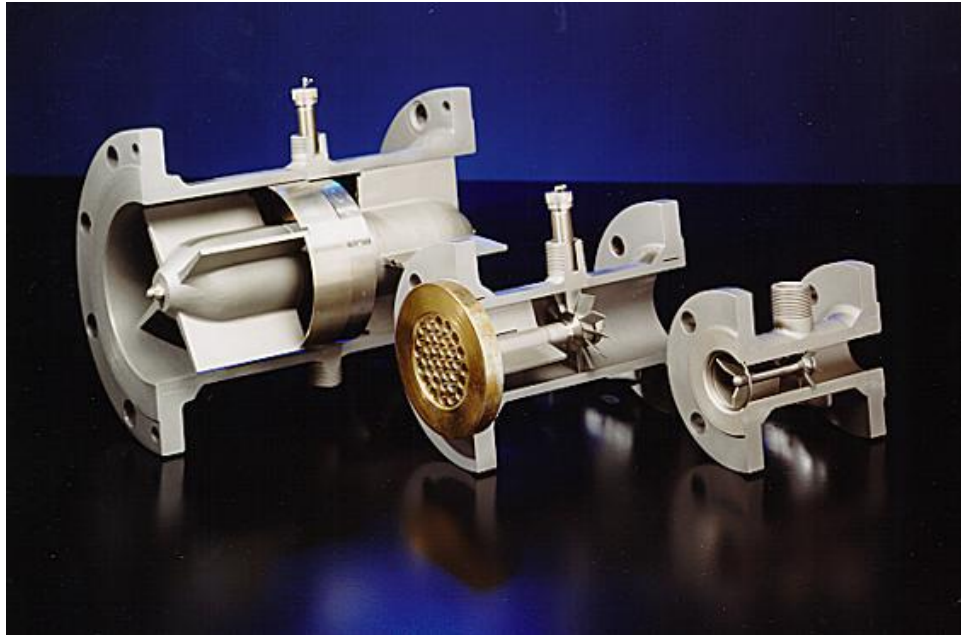
En estos medidores se coloca la boleta en el cabezal numérico de impresión mecánica, la misma que se retira al finalizar el día fiscal, éste finaliza las 04:00.

A pesar de tener un computador de flujo que registra los datos, calcula el volumen bruto de petróleo crudo transferido, luego se ingresan los datos obtenidos en el laboratorio y recalcula para obtener el volumen neto transferido, la normativa recomienda que es necesario tener un respaldo, con el propósito de prevenir algún problema presentado en el sistema automático, siendo imprescindible la utilización de la impresora mecánica.

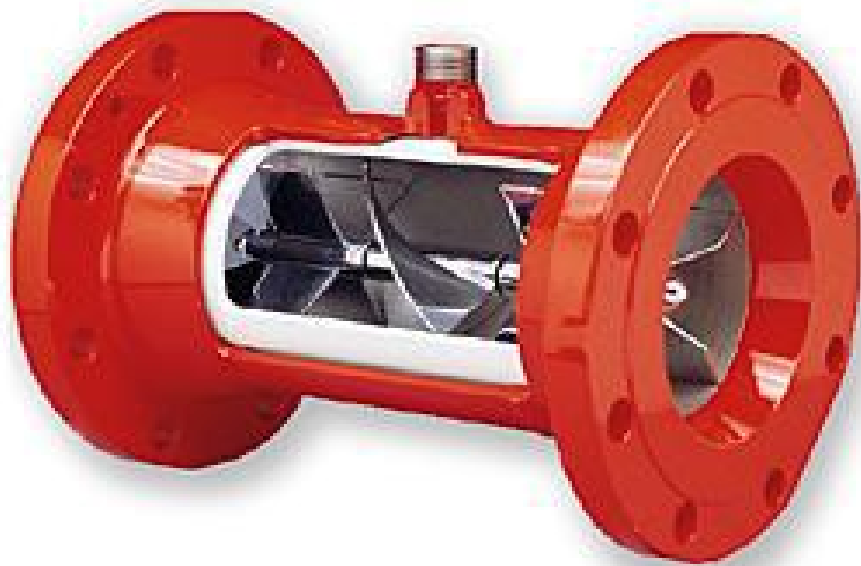
1.3.1.2 Medidores Tipo Turbina

Los medidores tipo turbina son de Inferencia, ya que el flujo volumétrico es determinado por medición de una propiedad dinámica del fluido y no miden el volumen directamente. Las Turbinas son los medidores más comunes, luego de los de desplazamiento positivo, utilizados para la medición del flujo volumétrico.

Este tipo de medidores tiene su rango de viscosidad muy reducido, pues si se desea transferir crudo de diferente viscosidad, es necesario volver a calibrar, tampoco se tiene un respaldo de impresión como en el caso de los medidores de desplazamiento positivo, el respaldo que se tiene es únicamente una lectura en un indicador.



9.- Figura - Partes Internas de un Medidor de Flujo Tipo Turbina



10.- Figura - Medidor de Flujo Tipo Turbina

1.3.2 CENTROS DE MEDICIÓN DE PAM SECTOR SUR

PAM EP dispone de centros de medición en las estaciones de producción de petróleo indicadas en el siguiente cuadro:

BLOQUE 61 AUCA					
ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN					
CONONACO	RUMIYACU	AUCA SUR 1 Y 2	AUCA SUR	AUCA CENTRAL	
YUCA	YULEBRA	ANACONDA	CULEBRA		
BLOQUE 7					
ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN					
COCA	PAYAMINO				
BLOQUE 57 SHUSHUFINDI					
ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN					
AGUARICO	SHUSHUFINDI				DRAGO
	NORTE	CENTRAL	SUR	SUROESTE	
BLOQUE 18 Y 44					
ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN					
PALO AZUL	PATA	PUCUNA			
BLOQUE 60 ESTACIÓN DE TRANSFERENCIA SACHA CENTRAL					

Tabla No. 1.- Centros de medición de PETROAMAZONAS EP Sector Sur

1.3.3 CENTROS DE FISCALIZACIÓN OPERADORAS PRIVADAS

En las estaciones centrales de Auca y Sacha de PAM EP se receipta y transporta la producción de petróleo crudo producido por la Operadoras Privadas, indicadas en el siguiente cuadro:

BLOQUE 66 TIGÜINO	
OPERADORA	PETROBELL INC. GRANTMINING S. A.
CENTRO DE FISCALIZACIÓN UBICADO EN CONONACO	
BLOQUE 14 Y 17	
OPERADORA	PETRORIENTAL
CENTRO DE FISCALIZACIÓN UBICADO EN DAYUMA	
BLOQUE 65 PINDO Y BLOQUE 64 PALANDA YUCA SUR	
OPERADORA	PETROSUD-PETRORIVA PSPR
CENTRO DE FISCALIZACIÓN UBICADO EN LA ESTACIÓN PINDO	
CENTRO DE FISCALIZACIÓN UBICADO EN LA ESTACIÓN YUCA	
BLOQUE 45 PUMA	
OPERADORA	CONSORCIO PEGASO
CENTRO DE FISCALIZACIÓN UBICADO EN AUCA SUR	
BLOQUE 46 PARAISO - GUACHITO Y BLOQUE 47 MDC	
OPERADORA	SIPEC
CENTRO DE FISCALIZACIÓN UBICADO EN ESTACIÓN PARAISO	
CENTRO DE FISCALIZACIÓN UBICADO EN ESTACIÓN SACHA NORTE 1	
BLOQUE 60 SACHA CENTRAL Y SACHA NORTE 2	
OPERADORA	ORN CEM
CENTRO DE FISCALIZACIÓN UBICADO EN ESTACIÓN SACCHA CENTRAL	
CENTRO DE FISCALIZACIÓN UBICADO EN ESTACIÓN SACHA NORTE 2	

Tabla No. 2.- Centros de fiscalización de as Operadoras Privadas.

1.3.4 CENTROS DE FISCALIZACIÓN DE PAM EP

Para la cuantificación del volumen de petróleo entregado por PAM EP en la estación número uno de la Gerencia de Transporte y Almacenamiento de EP PETROECUADOR, SOTE, ubicado en Lago Agrio, se dispone de un centro de fiscalización denominado RODA TERMINAL SUR,

constituido por tres medidores de desplazamiento positivo, de 12 pulgadas, cuyas características se resume en el siguiente cuadro:

CENTRO DE FISCALIZACION RODA TERMINAL SUR						
CANT. DE MEDIDORES	TAMAÑO PULGADAS	MODELO	TIPO	MARCA	COMPUTADOR DE FLUJO	TOMA MUESTRAS
3	12	K12-S3	DESPLAZAMIENTO POSITIVO	SMITH METER	FMC ²	WELKER

Tabla No. 3.- Centros de fiscalización de PETROAMAZONAS EP



11.- Figura - Centro de Fiscalización de PAM EP ubicado en Lago Agrio

1.3.5 CÁLULO PARA LA MEDICIÓN DINÁMICA

En los sistemas de medición dinámica se utilizan diversos factores de corrección que se aplican a un medidor de flujo, con lo cual se procede a la liquidación del volumen trasferido y su posterior emisión de la boleta o acta con los valores obtenidos y legalizados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero Regional Sucumbíos (ARCH-S).

El volumen de petróleo crudo transferido de cada campo de producción, se determina con los datos emitidos del computador de flujo existentes en los centros de medición, y se obtiene de la siguiente manera:

1.3.5.1 Volumen Indicado (VI)

El volumen indicado es el que se determina por, la diferencia entre las lecturas final e inicial marcados en la boleta extraída de la impresora mecánica del cabezal del medidor de desplazamiento positivo, o el valor del número de pulsos impreso en la boleta electrónica (Batch Report), emitido por el computador de flujo.

1.3.5.2 Factor del Medidor (MF)

El factor del medidor se determina mediante la calibración del medidor, que consiste en comparar el volumen que pasa a través de un medidor patrón (volumen conocido), que puede ser

un medidor master o un tubo probador; comparado con la lectura que indica el medidor de referencia o a ser calibrado, obteniendo de esta forma el factor del medidor.

De acuerdo a la disposición de la ARCH, las calibraciones se realizan mensualmente para los medidores existentes en los Centros de Medición y quincenalmente para los existentes en los Centros de Fiscalización.

$$MF = \frac{\text{Volumen del Medidor Patrón a Condiciones Estándar}}{\text{Volumen Indicado (medidor) a Condiciones Estándar}}$$

$$MF = \frac{\text{Volumen Base del Patrón} \times C_{tlp} \times C_{plp} \times C_{tsp} \times C_{psp}}{\text{Volumen Indicado} \times C_{tlm} \times C_{plm}}$$

Donde:

MF: Factor del Medidor

Ctl: Factor de corrección por efecto de la temperatura del líquido:

$$CTL = \text{EXP} [- \tau \times (t - T) \times (1 + 0,8 \tau \times (t - T))]$$

τ : Coeficiente de expansión térmica a la temperatura base T.

Cpl: Factor de corrección por efecto de la presión del líquido

$$CPL = \frac{1}{1 - Fp (P - Pe)}$$

Fp: Coeficiente de compresibilidad del líquido

Cts: Factor de corrección por efecto de la temperatura en el material

Cps: Factor de corrección por efecto de la presión en el material.

Previo a la calibración se introducen los valores del grado API del crudo que será transferido por estos centros de medición o fiscalización, estos datos son introducidos en el en computador de flujo para el cálculo respectivo.

Una vez realizada las corridas de calibración el computador de flujo emite automáticamente el Factor del Medidor.

1.3.5.3 Aceptación del Factor del Medidor

La exactitud de un medidor se define en términos de linealidad y repetibilidad.

Linealidad.- Es la variación del rendimiento del medidor sobre un rango de flujo, permaneciendo constantes las demás condiciones de operación.

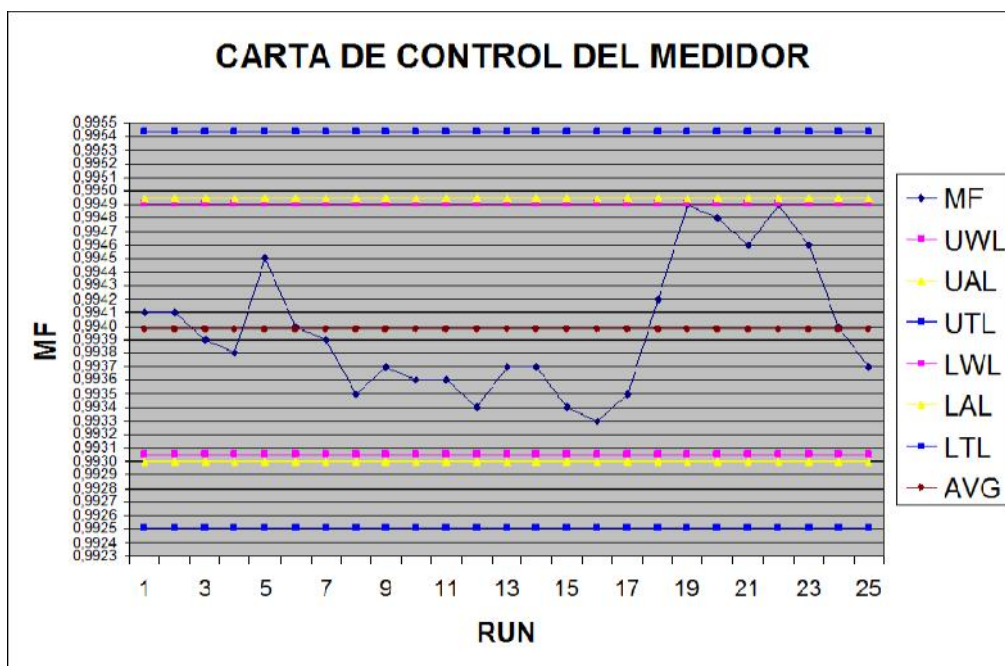
Repetibilidad.- Es la variación del rendimiento del medidor entre varios ensayos consecutivos bajo las mismas condiciones de operación

Luego de las calibraciones que se realizan a los medidores, de éstas se obtiene un factor, el mismo que debe ser aceptado por los relacionados y avalado por la ARCH, para lo cual se debe:

- Verificar que los pulsos promedio se encuentren dentro del 0.05 % de repetibilidad

$$\text{Rango de repetibilidad} = \left[\frac{\text{Pulsos Max.} - \text{Pulsos Mín}}{\text{Pulsos Mín}} \right] \times 100$$

- Verificar que la diferencia de temperatura entre el medidor y el patrón (master o tubo probador) no sea mayor de 2 F
- Verificar que el factor se encuentre dentro de los límites de la carta de control que arrojó la calibración.



12.- Figura - Cuadro Estadístico del Factor del Medidor

1.3.5.4 Determinación de la Temperatura

La temperatura del fluido está determinada mediante un dispositivo electrónico, el transmisor de temperatura generalmente compuesto por una RTD como elemento primario, estos dispositivos proporcionan una medición de la temperatura en forma electrónica, su medición es equivalente a utilizar un termómetro.

La precisión y resolución de estos dispositivos electrónicos utilizados para determinar la temperatura en las mediciones dinámicas, deben ser apropiadas acorde a las necesidades de la cuantificación.

1.3.5.5 Factor Combinado de Corrección (CCF)

El Factor de Corrección Combinado (CCF) se obtiene del producto entre los factores de corrección por temperatura (CTL), presión (CPL) y el factor del medidor (MF).

$$CCF = CTL \times CPL \times MF$$

1.3.5.6 Volumen Bruto Estándar (Gross Standard Volume GSV)

El gross volume está determinado por el volumen indicado multiplicado por los factores de corrección de la temperatura y presión sobre el líquido CTL y CPL, que consta en la boleta electrónica, para el caso del computador de flujo; y, el factor del medidor aceptado en la

calibración del medidor; es decir, el gross volume está determinado por el producto del volumen indicado y el factor de corrección combinado.

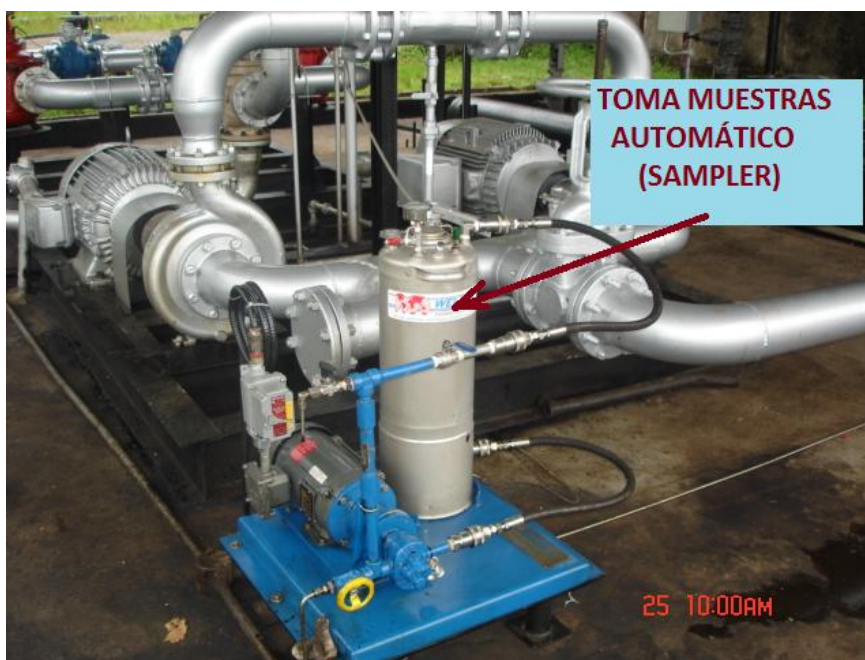
$$GSV = VI \times CCF$$

Para determinar el Gross Volume en el caso de la boleta impresa en el cabezal del medidor, se multiplica el volumen indicado por el factor del medidor, los factores de corrección están mecánicamente compensados por un dispositivo llamado Compensador de Temperatura Automático (ATC)

1.3.5.7 Determinación del Agua en el Petróleo Crudo

Para recolectar la muestra de petróleo crudo y agua, agua libre y en suspensión, se considera las recomendaciones de la Norma API MPMS, Capítulo 8, sección 2, que especifica la forma que debe tener la tubería antes del lugar en donde se colocará la sonda del extractor de las muestras, (toma muestras automático).

El toma muestras automático, consiste de una sonda localizada en la tubería principal, la cual desvía una porción del fluido móvil hacia el extractor. La sonda puede estar localizada aguas arriba del bisel del último codo de 90° o 45° del loop de tubería, para hacer la dispersión y homogenización del fluido.



13.- Figura - Toma Muestras Automático

Las muestras tomadas durante la transferencia del petróleo crudo, deben tener la frecuencia necesaria para que la muestra total colectada en el recipiente sea representativa y el resultado del análisis sea más cercano al real, para ello el recipiente debe contener el 80% de su capacidad.

Una vez concluida la transferencia del petróleo crudo, el Operador conjuntamente con el Personal de la ARCH y RODA, proceden a recircular la muestra contenida en el recipiente por un lapso de 20 a 30 minutos, hasta que el fluido almacenado se encuentre totalmente homogéneo.

Seguidamente se procede a extraer parte de la muestra del recipiente en los vasos de polietileno, específicos para esta tarea, esta muestra es llevada al laboratorio para determinar la

calidad del petróleo; en especial la cantidad de agua y sedimentos contenidos en el petróleo crudo, factores que ayudan para determinar el volumen neto estándar transferido.

1.3.5.8 Volumen Neto Estándar (Neto Standard Volume NSV)

El volumen neto estándar, se calcula descontando el volumen de agua y sedimentos; es decir, es el resultado del producto entre el gross volume standard y la unidad menos el porcentaje de agua y sedimento contenida en el petróleo crudo que dio como resultado del análisis de laboratorio.

$$\text{NSV} = \text{GSV} \times \left[1 - \left(\frac{\% \text{ S \& W}}{100} \right) \right]$$

1.3.5.9 Determinación de la Gravedad API [°API]

La Gravedad API es un método utilizado en la industria petrolera para expresar la densidad del petróleo, está determinada mediante la utilización de un hidrómetro, de acuerdo a lo explicado en la medición estática.

1.4 PARTES DE UN PLAN DE ACCIÓN

No existe un método definido para la elaboración de un plan de acción, pero se puede visualizar que en todos los existentes contienen a nivel general, la identificación de un problema, los objetivos que se debe trazar para solucionar el problema, las estrategias a seguir para alcanzar

los objetivos, la actividades, responsables y con todos estos elementos definidos se procede a la ejecución del plan de acción.

1.4.1 PROBLEMA EXISTENTE

Para la elaboración de un Plan de Acción es necesario conocer el problema existente que será motivo de la investigación; para este caso el problema está definido como las diferencias existentes entre la producción de petróleo reportada de campo versus a fiscalizada.

1.4.2 OBJETIVOS

De acuerdo al problema existen nuestro objetivo es elaborar un plan de acción que contribuya a disminuir las diferencias existentes entre la producción reportada de campo versus la fiscalizada.

1.4.3 ESTRATEGIAS

Las estrategias a seguir estarán dirigidas a solucionar todos y cada uno los puntos que se detallan en el problema existente, mediante la planificación de actividades y acciones que contribuyan a cumplir con el objetivo propuesto.

1.4.4 ACTIVIDADES

Para disminuir las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada, se requiere de un contingente de personal desde el operativo hasta las altas Autoridades, pues de las Autoridades depende la autorización para realizar las inversiones y para su implementación se requiere de muchos equipos y personal. En esta investigación se presentarán todas estas actividades realizadas y por realizar.

1.4.5 RESPONSABLES

Para cumplir con estas actividades y reducir las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada, todos los relacionados son responsables, desde el Operador de planta encargado de realizar las mediciones, los Supervisores, Superintendentes, Gerentes de Campo, correspondiente a la parte operativa, Gerentes de Activo, Gerentes Zonales, Gerente Nacional de Operaciones, Gerente de Finanzas, Coordinación de Contratos y el Gerente General correspondiente a la parte administrativa y Autoridades.

1.4.6 EJECUCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN

Para la ejecución de un Plan de Acción, se debe haber realizado un estudio completo y minucioso de las fases que integran este plan, como son: el problema, los objetivos, las actividades a realizar, los responsables. Este análisis verificará que todas las acciones ejecutadas

y por ejecutarse coadyuvan a controlar y mejorar las mediciones de petróleo crudo tendientes a disminuir las diferencias entre la producción reportada de campo versus la fiscalizada.

1.5 MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

Los métodos utilizados para la presente investigación se describen a continuación:

1.5.1 INDUCTIVO - DEDUCTIVO

Conceptualmente la inducción se refiere al movimiento del pensamiento que va de los hechos particulares a afirmaciones de carácter general. Esto implica pasar de los resultados obtenidos de la observaciones al planteamiento de la teoría que abarcan no solamente los casos de los que se partió, sino a otros de la misma clase; es decir generaliza los resultados.

Los hechos particulares en este caso son la metodología utilizada para realizar las mediciones, la forma de compilar la información, la forma de realizar los cálculos, los equipos utilizados para la medición para llegar a determinar las causas de estas diferencias.

El concepto del método deductivo nos indica que nos permite pasar de afirmaciones de carácter general a hechos particulares. Proviene de deductivo que significa descender.

Nuestro tema de investigación son las diferencias entre la producción reportada de campo versus la fiscalizada, por lo tanto debemos saber cuáles son los factores por los que se producen estas diferencias; para ello se requiere saber cuáles son las prácticas de mediciones, en donde se realiza estas mediciones, los datos que se compilan de estas actividades y los cálculos realizados.

1.5.2 ANALÍTICO - SINTÉTICO

El Método analítico es aquel método de investigación que consiste en la desmembración de un todo, descomponiéndolo en sus partes o elementos para observar las causas, la naturaleza y los efectos, en este caso la observación contribuirá al análisis de este hecho particular. Este método nos permite conocer más del objeto de estudio, con lo cual se puede: explicar, hacer analogías, comprender mejor su comportamiento y establecer nuevas teorías.

Se utilizó este método, considerando que el todo son las diferencias entre la producción reportada de campo versus la fiscalizada, sus partes son la medición estática y dinámica, la elaboración de los reportes, el cálculo de los valores obtenidos, el factor humano, el factor tecnológico.

El método Sintético nos ayuda a reunir varios elementos supuestos o imaginados del por qué se dan estas diferencias, para luego de estudiarlas establecer una explicación tentativa que se podrá comprobar con los hechos encontrados.

1.5.3 ESTADÍSTICO

Este método nos ayuda en nuestra investigación, porque recopilamos la información que en nuestro caso son los reportes de las producciones reportadas de campo y las fiscalizadas diariamente, se realiza el cómputo diario para elaborar un reporte con las diferencias, con estos reportes diarios se elabora un reporte mensual y al final del año se elabora un reporte anual. De estos reportes diariamente se presentan a las Autoridades un reporte ejecutivo, en el que consta la síntesis del día y de la misma manera el mensual y el anual.

2. CAPÍTULO II

Este capítulo está orientado a describir del problema existente, realizar un diagnóstico de las causas, determinar los hechos realizados para la solución del problema, determinar las actividades para solucionar el problema y elaborar un plan de acción que faculte realizar todas las actividades encaminadas a disminuir las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada en el Ramal Sur de PETROAMAZONAS EP Distrito Amazónico.

2.1 REGISTRO VOLÚMENES DE CRUDO PRODUCIDO Y TRANSFERIDO

En cada campo la producción de petróleo perteneciente a PAM EP se determina mediante la medición estática realizada en los tanques de lavado y surgencia, y la medición dinámica determinada en los centros de medición, estos valores se registran en el “Reporte Diario”, que es elaborado por los Supervisores de campo y aprobado por el Superintendente de Operaciones.

2.1.1 VOLUMEN DE CRUDO REPORTADO DE CAMPO Y TRANSFERIDO

2.1.1.1 Producción Reportada de Campo.

En las estaciones de producción existen, entre otros, los equipos denominados separadores de prueba, a éstos equipos se direccionan únicamente el fluido proveniente de un pozo petrolero, el objetivo a más de realizar la separación del crudo agua y gas contenido en el fluido, es determinar el volumen de petróleo crudo, agua y gas. El petróleo y agua son cuantificados mediante un medidor de flujo tipo turbina y el volumen de gas se determina con la ayuda de una placa de orificio generalmente de la marca Daniel.

El fluido del pozo petrolero pasa por el separador de prueba entre 6, 8 y 12 horas por prueba dependiendo de la necesidad que se tenga para analizar el comportamiento de un pozo, aunque existen estaciones que por el gran número de pozos se realiza la prueba por 4 horas. De esta forma queda determinado el volumen de petróleo por hora y por día que produce el pozo y sus características, llamado potencial del pozo. Esta misma acción se realiza con todos y cada uno de los pozos que fluyen hacia la estación de producción de petróleo.

Los resultados de las pruebas son emitidos por el Operador de Planta, que es el encargado de direccionar el fluido de los pozos al separador de prueba de acuerdo al cronograma existente o por solicitud del Departamento de Ingeniería de petróleos, quienes solicitan se realice una prueba a tal o cual pozo, porque de acuerdo a sus análisis determinan alguna anomalía en la producción de un pozo y necesitan verificar su aporte mediante una prueba.

El Supervisor de Producción analiza los resultados de las pruebas realizadas a los pozos ese día, con estos datos y los datos obtenidos anteriormente de los pozos restantes que fluyen hacia la estación de producción de petróleo, calcula el volumen total del campo, determinando de esta forma la producción reportada de campo, llamado potencial del campo.

2.1.1.2 Producción Fiscalizada

El Personal de RODA elabora los reportes diarios de la medición estática realizado en los tanques de surgencia ubicados en las estaciones de producción y en los tanques de oleoducto (almacenamiento), ubicados en las estaciones principales; y, la medición dinámica realizada en los centros de medición de cada estación de producción y en las estaciones principales.

$$V_F = V_{\text{medido}} \pm \text{Existencia en Tanque}$$

Por lo tanto, el volumen fiscalizado de un campo será la sumatoria de los volúmenes de cada estación de producción.

$$V_F = V_{\text{medido}} \pm \text{Existencia en Tanques}$$

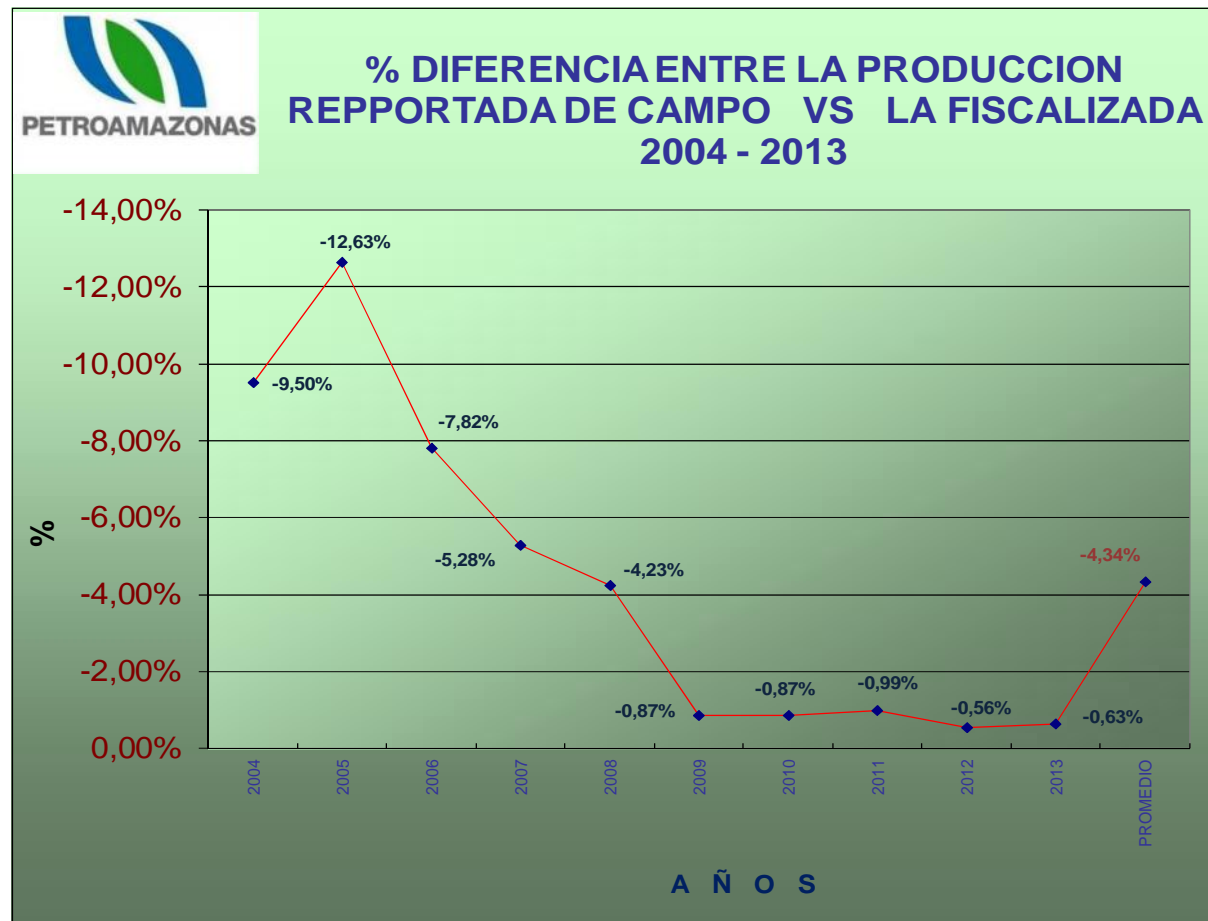
Los reportes de medición y transferencia son elaborados y enviados por los Fiscalizadores de RODA hacia Lago Agrio, en donde los Analistas Financieros se encargan de compilar la información diaria de estos reportes provenientes de todos los campos de PAM EP, con la información compilada se elabora el reporte diario total de RODA, en el que consta también la

información del crudo transferido la SOTE cuantificados en los centros de fiscalización de PETROAMAZONAS EP.

Debido a la cantidad muy extensa que representan los registros diarios, en este documento se presentarán únicamente los registros de los reportes mensuales y anuales correspondientes al periodo 2004 -2013 resumidos en el siguiente cuadro. En el anexo No. 3 se detallan los reportes mensuales y el gráfico anual.

RESUMEN DIFERENCIAS PRODUCCION REPORTADA DE CAMPO VS FISCALIZADA 2004 - 2013

Resumen Producido y Fiscalizado 2004 - 2013		
AÑO	Dif (bls)	% RODA Diferencia
2004	-6.514.000,00	-9,50%
2005	-7.957.749,00	-12,63%
2006	-5.444.107,00	-7,82%
2007	-2.808.002,06	-5,28%
2008	-1.948.339,62	-4,23%
2009	-550.446,09	-0,87%
2010	-426.712,92	-0,87%
2011	-541.271,40	-0,99%
2012	-322.561,64	-0,56%
2013	-421.786,99	-0,63%
PROMEDIO	-2.693.497,67	-4,34%
TOTAL BLS	-26.934.976,73	



14.- Gráfico - Porcentaje Promedio de Diferencias Producción de Campo vs Fiscalizada 2004 – 2013

2.1.2 VOLUMEN DE CRUDO DEL SECTOR SUR CUANTIFICADO EN LAGO AGRIO

Los campos productores de petróleo del campo Auca pertenecientes a PAM EP: Cononaco, Rumiyacu, Armadillo, Auca Sur 1 y 2, Auca Central, luego de sus procesos, envían el crudo hacia la estación Principal Auca Central, a esta estación también ingresan las producciones de las Operadoras Privadas: Petrobell del campo Tiguino, Consorcio PEGASO del campo Puma; Petroriental de los Bloques 14 y 17, y Petrosud-Petroriva del campo Pindo.

Una vez que cada uno de los campos mencionados realizan su transferencia, estos volúmenes de petróleo crudo son almacenados en dos tanques de oleoductos ubicados en la estación principal Auca Central, desde éste lugar a través de un sistema de transferencia y medición el petróleo crudo se transfiere a la estación Sacha Central, en el trayecto de este oleoducto secundario, en el sector del kilómetro 14 vía Coca – Auca, ingresan los campos Yuca, Yulebra y Culebra; así también la producción de la Operadora Privada Petrosud-Petroriva del campo Palanda-Yuca Sur, que ingresa en la estación Yuca central.

En la estación de transferencia Sacha Central se recolecta en dos tanques de almacenamiento el volumen de petróleo crudo transferido desde los campos: Auca Bloque 61; Bloque 7 (Coca – Payamino), pertenecientes a PAM EP y de las Operadoras Privadas, SIPEC de los campos Paraíso y MDC; y, Operaciones Rio Napo Compañía de Economía Mixta (ORN CEM), campo Sacha Central.

Desde la estación Sacha Central, el petróleo crudo almacenado en los dos tanques de oleoducto, se envía a través de un sistema de transferencia y medición hacia Lago Agrio.

En el trayecto del oleoducto secundario Sacha – Lago, ingresan los volúmenes de crudo transferido desde los campos: Shushufindi y Drago (bloque 57), Palo Azul y Pata (Bloque 18) y Pucuna (Bloque 44); también ingresa el volumen de la transferencia de Rio Napo, campo Sacha Norte 2. Para una mejor comprensión de las líneas de entrega de cada uno de los campos hacia las estaciones de recolección, se muestra el diagrama de interconexiones en el Anexo No. 4. (Diagrama original elaborado por el Ing. Efraín Checa, año 2013).

2.2 DETERMINACIÓN DE LAS DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN REPORTADA DE CAMPO VS LA FISCALIZADA RAMAL SUR.

En el centro de fiscalización de PETROAMAZONAS EP ubicado en Lago Agrio, se recibe el petróleo crudo transferido de los campos de PAM EP y de las Operadoras Privadas pertenecientes al Ramal Sur, además el volumen de crudo reducido que es transferido desde las refinerías Amazonas de la Gerencia de Industrialización de EP PETROECUADOR ubicada en Shushufindi y de la refinería de PAM EP ubicada en Lago Agrio.

Para determinar las diferencias de la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada en el Ramal Sur, se considera únicamente las Áreas que pertenecían a

PETROPRODUCCIÓN y desde el año 2010 Gerencia de Exploración y Producción, sin considerar el volumen de las Operadoras Privadas y los Bloques 7 y 18 de PAM EP. Para ello es necesario comparar los valores de los dos volúmenes de petróleo crudo en barriles netos.

Estas diferencias se determinan diariamente con los valores obtenidos de los reportes de Operaciones Producción, el reportado por el Personal de RODA y el cuantificado en el centro de fiscalización RODA Terminal Sur, proceso que finaliza en la mayoría de estaciones a las 04:00, salvo en algunas estaciones como Sacha Central que se cierra a las 05:00; por lo tanto, el RODA Terminal Sur se cierra a las 05:30. Con estos datos diarios se determinan las diferencias mensuales.

Para la validación y oficialización de estas diferencias, en los primeros días de cada mes se reúnen los Analistas Financieros de PAM EP - RODA con el personal de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero – Regional Sucumbíos (ARCH - S), con el propósito de comparar los valores de los volúmenes producidos y transferidos por PETROAMAZONAS EP durante el mes transcurrido.

Con los datos corregidos, de existir errores en los reportes diarios, se procede a legalizar las sábanas mensuales de los volúmenes de petróleo crudo entregados al SOTE, determinando de esta forma las diferencias oficiales del mes correspondiente.

2.3 DIAGNÓSTICO

Una vez verificado el problema existente durante la cuantificación del petróleo crudo, que se deriva en una diferencia entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada, procedemos a analizar las causas por las cuales se presentó el problema.

Nuestra investigación se basa en la documentación existente desde el período comprendido entre los años 2004 – 2013, determinando que las mayores diferencias se encuentran en el período 2004 – 2008; para lo cual se presenta un resumen de la documentación referente a las disposiciones emitidas por los Entes de Control y Autoridades correspondientes de turno.

2.3.1 DIAGNÓSTICO DE ENTES EXTERNOS A PETROPRODUCCIÓN

El Ministro de Energía y Minas mediante oficio 0322-DM-466-DNH-TA-503772 del 24 de marzo de 2005, comunicó al Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR que las diferencias de volumen de producción en la estación Lago Agrio No. 1 y de la producción de los campos de PETROPRODUCCIÓN, se incrementó a **6'514.000** barriles en el 2004, esto representa el **9.5%** de la producción obtenida, señalando además que la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico sea mejorada y se realice la recalibración de los probadores a fin de tener resultados consistentes y reales, evitando así tener resultados no confiables.

El Ministro de Energía y Minas mediante oficio 0380-DM-1083-DNH-TA-0606449 del 11 de mayo de 2006, informó al Presidente de PETROECUADOR que las diferencias que se vienen presentando, producto de las mediciones de los volúmenes de producción fiscalizada de petróleo en la estación No. 1 de Lago Agrio y de la producción de los campos operados por PETROPRODUCCIÓN, se ha incrementado alrededor de 21.7 miles de barriles por día durante el año 2005; es decir que la producción reportada de campo fue de **70'976.486** barriles de petróleo crudo que comparados con la producción fiscalizada de la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) de **63'018.707** barriles, determinándose una diferencia de **7'957.680** barriles de petróleo crudo, que representa el **12,63%** con respecto a la producción reportada de campo.

“La Comisión Interinstitucional con memorando 125-ACP-T-2004 de 2 de marzo de 2004, informó al Coordinador del Comité Nacional de Programación que conformó una comisión integrada por representantes de la Gerencia de Economía y Finanzas de PETROECUADOR, Vicepresidencia de PETROPRODUCCIÓN, Gerencia de Oleoducto, Administración de Contratos Petroleros y Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH), para determinar las diferencias entre los volúmenes de producción de crudo de campo y los volúmenes fiscalizados por la DNH, en vista de que estas diferencias van incrementando año a año y presentó el informe del análisis estadístico comparativo de las producciones netas de campo versus las fiscalizadas para el período 1995 – 2003 y la revisión de los volúmenes de producción de campo y fiscalizadas en barriles netos, en función de las actas y tickets de entrega de los campos operados

por PETROPRODUCCIÓN para el período 2002 agosto 2003, documento en el que consta las siguientes conclusiones:

1. “La diferencia entre los volúmenes fiscalizados en Lago Agrio y los reportados por producción neta en los campos, es negativa y tiende a incrementarse”.
2. “Las mediciones de la producción neta de los campos no se ha realizado correctamente, principalmente por las siguientes causas”:
 - “El excesivo número de pozos existentes en cada Área no permite realizar el seguimiento eficiente del incremento del corte de agua de los pozos en producción”.
 - “Las muestras tomadas para el análisis de calidad se las realiza de forma puntual, por lo tanto, no son representativas de la composición del petróleo bombeado a través de los contadores”.
 - “La determinación del agua y sedimentos se los realiza por el método de centrifugación, con equipos no adecuados e incompletos”.
 - “Los contadores de campo no cuentan con el cabezal para la impresión de boletas de la producción bombeada a Lago Agrio, por lo que no se cuenta con un registro impreso del volumen bombeado”.
 - “Debido al término de la vida útil de los equipos de medición se presume que los factores de corrección volumétrica ni presentan garantía de una medición precisa y exacta, por el desgaste del material”.

- “La calibración de los medidores realizada a través de la compañía Contratista se lo efectúa sin una eficiente supervisión y sin cumplir con las disposiciones del reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas”.
- “Las tablas de calibración de los tanques de surgencia no han sido actualizados de acuerdo a la recomendación de la Norma, lo que implica una determinación incorrecta de volúmenes de producción en el campo”.
- “La calibración de los medidores de las realiza con un medidor master, el que es calibrado con un equipo bidireccional instalado hace aproximadamente 20 años”.
- “El aforo de los tanques no se los realiza de acuerdo a la Norma pertinente, en resumen no se está cumpliendo con los artículos 39 al 44 de la Sección de Medición y Fiscalización de la producción del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas”. (tomado del Informe Resultados de la Comisión Interinstitucional – 2006).

Paralelamente, se suscribe un Convenio de Cooperación Interinstitucional entre PETROECUADOR y PETROPRODUCCIÓN con La Organización Latinoamericana de Energía -OLADE, de fecha 17 de octubre de 2006, con el propósito de que:

- OLADE emita una opinión independiente e imparcial sobre las denuncias de supuesto robo de petróleo de las estaciones de producción de petróleo.
- OLADE realice una evaluación técnica a los sistemas de producción y transporte de PETROECUADOR

Luego del estudio realizado por la OLADE, emiten sus conclusiones y recomendaciones siendo las más importantes las siguientes:

CONCLUSIÓN

OLADE como resultado de las investigaciones y hallazgos realizados, manifiesta que no ha encontrado evidencias y pruebas de robo de petróleo por parte de los trabajadores de PETROECUADOR.

RECOMENDACIONES

Recomienda considerar operativamente a PETROPRODUCCIÓN como un usuario INDEPENDIENTE más de la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico (RODA), de tal forma que se establezcan en forma conjunta con la DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (DNH), que todas las estaciones de propiedad de PETROPRODUCCIÓN, sean centros de fiscalización, acorde con el Art. 41 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.

Instituir un programa de mantenimiento correctivo en principio, y preventivo a futuro, de los medidores volumétricos instalados en las estaciones de propiedad de PETROPRODUCCIÓN bajo los criterios técnicos señalados por los fabricantes.

Adecuar y/o implementar técnicamente los sistemas de medición de PETROPRODUCCIÓN y de las Empresas Privadas, con unidades LACT de medición para una adecuada Transferencia Fiscal. Lo anterior permitirá medir y analizar con mayor exactitud y de acuerdo a la Norma API, la cantidad y calidad del crudo bombeado al RODA.

Implementar tres nuevas Unidades de Medición LACT para oleoducto, a ser ubicadas en las Estaciones de Shushufindi Central, Sacha Central y Auca Central.” (Tomado del Informe de la OLADE – 2006)

2.3.2 FACTORES QUE AFECTAN LAS DIFERENCIAS.

Para continuar con el diagnóstico, a más de los emitidos por los Entes externos a PETROPRODUCCIÓN, podemos determinar los factores que generan las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada, como son: principalmente la mala aplicación del volumen de referencia para el cálculo de las diferencias, las mediciones inadecuadas, pérdidas por evaporación en los tanques atmosféricos, precisión de los equipos de medición, manipulación de equipos de medición y control, equipos defectuosos y/o descalibrados, falta de equipos para comprobar la producción de los pozos, pérdidas por fricción en las líneas de transferencia, estos factores se clasifican en:

- Factores Técnicos o Tecnológicos
- Factores Humanos
- Otros Factores

2.3.2.1 Factores Técnicos o Tecnológicos

Estos factores corresponden a la falta de equipos con tecnología de punta, un ejemplo evidente es: hasta el año 2008 aproximadamente la compensación por temperatura se efectuaba a través de un equipo mecánico llamado compensador de temperatura, luego se modernizaron con la instalación del computador de flujo y asociado a éste toda la instrumentación, hoy en día la compensación por temperatura lo realiza el computador de flujo, realizando un promedio de la misma durante toda la transferencia, con lo cual se incrementó notablemente la precisión.

Para la medición dinámica, los mismos equipos tienen su propia precisión, medidores de flujo su precisión es 0.15 %, con una repetibilidad del 0.2 % de acuerdo al fabricante; en campo el transmisor de presión tiene una precisión de 0.2 %, el Transmisor de temperatura (RTD), su precisión está en el orden del 0.1 %; el transmisor de pulsos a pesar de ser mecánico también tiene su precisión 0.1 %; estos equipos que componen un centro de medición y fiscalización, asociados dan un error en la medición generado por las incertidumbres de los equipos.

Para la medición estática las cintas de medición de nivel de los tanques de surgencia y almacenamiento, no tienen certificados de calibración, algunas se encuentran con dobles o

picadas; debido a la alta frecuencia de utilización, la graduación numérica no se distingue; las plomadas se encuentran golpeadas.

Además intervienen en la medición la determinación del agua en petróleo, para ello se dispone de los toma muestras automáticos, de su recolección depende la determinación de la calidad del crudo transferido mediante el análisis en el laboratorio. En el laboratorio también existen equipos que tienen su precisión por lo tanto generan su incertidumbre, a pesar que para la determinación del agua en petróleo el método utilizado por destilación es el recomendado por las Normas, y es el más confiable.

Los cálculos para la determinación de las incertidumbres de estos equipos y métodos de medición, no se realizará en esta investigación, únicamente se tendrán en cuenta los valores que determina la Normativa y que es el $\pm 0.3\%$, pues estos valores fueron determinados a través de una investigación y cálculos realizados; por lo tanto, nos limitaremos a verificar que las inversiones realizadas para disminuir las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada, se encuentren dentro de las recomendadas por el Ente de Control y la normativa vigente.

2.3.2.2 Factor Humano

El factor humano está determinado por las falencias que presenten los Operadores para realizar las actividades de medición del petróleo, la manipulación de los equipos de medición y control que son las principales causas por la cuales se determina el factor humano.

Para ello es necesario mejorar el conocimiento referente a este trabajo y acentuar con la capacitación técnico – académica, específicamente dirigido a este grupo de trabajadores, además de la concientización a todo el personal de Operación Producción que la transparencia en las mediciones de petróleo ayudan a mantener el equilibrio entre la producción reportada de campo y la fiscalizada, lo que conllevará a que estas diferencias se minimicen al máximo.

Mediante la capacitación técnico – académica dirigida, se logrará que la actividad de las mediciones se lo realice de acuerdo a los procedimientos y normativas vigentes, conociendo y poniendo en práctica todas y cada una de ellas.

2.3.2.3 Otros Factores

Un factor importante es que en el centro de fiscalización de PAM EP ubicado en Lago Agrio se recibe y cuantifica el volumen total transferido por el Ramal Sur, pero las diferencias se determinan calculando únicamente para un volumen parcial, dando a entender que solo para ese sector existe incertidumbre en equipos y error humano.

Entre los factores diferentes a los anteriores está el robo de crudo llamado los “PINCHAZOS”, son conexiones clandestinas que realizan a nuestros oleoductos, para sustraerse el petróleo, presumiblemente para las refinерías caseras instaladas en la selva y que hasta el momento no se ha logrado descubrir pese al esfuerzo policial.



15.- Figura - Conexión Clandestina - Robo de Petróleo Línea de 12”



16.- Figura - Conexión Clandestina - Robo de Petróleo Línea de 26"

2.4 ACTIVIDADES REALIZADAS TENDIENTES A DISMINUIR LAS DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO REPORTADA DE CAMPO VERSUS LA FISCALIZADA.

Una de las falencias existentes en los reportes de la producción de petróleo de PETROPRODUCCIÓN fue la cuantificación real o más cercana a lo real de los volúmenes de petróleo crudo producido y entregado para su transporte, industrialización y exportación, como se demostró en el capítulo anterior.

Para solucionar los inconvenientes detectados en las mediciones del petróleo crudo determinados en el informe presentado por la Comisión de Investigación indicado en el capítulo

anterior, se realizaron las siguientes actividades tendientes a disminuir las diferencias existentes entre la producción de petróleo crudo reportada de campo versus la fiscalizada.

2.4.1 PRESENTACIÓN Y EJECUCIÓN DE PROYECTOS

Durante el período comprendido 2004 – 2011, se solicitó, presentó y ejecutó proyectos tendientes a mejorar la tecnología y calidad de las mediciones de petróleo crudo producido y transferido en los campos de PETROPRODUCCIÓN del Distrito Amazónico.

En esta parte de la investigación se considerará la inversión total realizada Norte y Sur, así como las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada en los dos ramales. Los proyectos ejecutados son los siguientes:

2.4.1.1 Optimización Infraestructura de los Oleoductos Secundarios en el D. A.

Optimización de la infraestructura de los oleoductos secundarios en el Distrito Amazónico, es el nombre del proyecto que fue signado con código presupuestario 01406, y se le asignó el estimativo 02187; mediante este proyecto se procedió a comprar los equipos, materiales y dispositivos tendientes a mantener un registro de los volúmenes de crudo transferidos desde las estaciones de producción de petróleo, mejorar la representatividad de las muestras para los análisis de crudo, con el propósito de determinar la calidad de crudo entregado con mayor confiabilidad.

2.4.1.1.1 Equipos

Los equipos adquiridos e implementados mediante este proyecto fueron:

2.4.1.1.1.1 Contadores con Impresora

Son dos dispositivos diferentes que componen un solo cuerpo conocido como cabezal numérico de impresión, equipos utilizados para llevar un registro diario del volumen de petróleo crudo que es cuantificado en los centros de medición y fiscalización



17.- Figura - Contador con Cabezal de Impresión

En el contador se puede visualizar el valor del volumen de petróleo crudo transferido por ese medidor diariamente, el cabezal de impresión es utilizado para imprimir mecánicamente el valor

acumulado del volumen pasado por este medidor durante todo el tiempo de su funcionamiento, diferenciando el acumulado anterior con el acumulado del presente día. La impresión se realiza en las boletas (hojas de registros de papel químico con cuatro copias), luego del cual se las retiran para realizar los cálculos respectivos.

En el contador se puede visualizar tanto el valor del volumen diario (en números grandes) como el acumulado (en números más pequeños); con la consideración que el valor del volumen diario transferido se resetea diariamente, en cambio el acumulado diariamente se va registrando y guardando en el contador, este es el valor que se imprime en las boletas.

2.4.1.1.2 Toma Muestras Automáticos

De acuerdo al Proyecto 1406, en el cual se requirió 45 contadores, 50 impresoras, y 16 medidores, se requirieron 29 toma muestras automáticos que fueron instalados en los centros de medición y fiscalización más importantes. *Figura No. 13*, página 82.

2.4.1.1.3 Medidores de Flujo

Se adquirieron 16 medidores de flujo tipo desplazamiento de diferentes diámetros que fueron reemplazados en los centros de medición cuyos medidores tenían más de 20 años de servicio.

2.4.1.1.2 Monto

Los montos requeridos para la ejecución de este proyecto, se detalla en el siguiente cuadro:

OPTIMIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE LOS OLEODUCTOS SECUNDARIOS EN EL DISTRITO AMAZÓNICO					
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO US\$	COSTO TOTAL US\$	
1	Medidores				
	3"	1	10.000	10.000	
	4"	8	12.000	96.000	
	6"	5	19.000	95.000	
	8"	2	31.000	62.000	
					263.000
2	Cabezales para impresión	44	1.500	66.000	66.000
3	Sampler	29	7.000	203.000	203.000
4	Repuestos	GBL		51.000	51.000
TOTAL INVERSIÓN EN LOS CENTROS DE MEDICIÓN Y FISCALIZACIÓN.				US\$	583.000

Tabla No. 4.- Monto invertido en la Optimización del RODA

2.4.1.1.3 Tiempo de Ejecución

El Proyecto 01406 se inició con la solicitud de autorización del proyecto el 21 de octubre del año 2000, el material llegó a finales del año 2003, se inició su instalación desde el año 2004 y se concluyó con su implementación en el año 2005. La instalación estuvo a cargo del personal de Mantenimiento de PETROPRODUCCIÓN.

2.4.1.1.4 Mejoras

Desde la implementación de los contadores y cabezales de impresión, se mantiene el registro de las transferencias de petróleo crudo de todos los campos de producción de petróleo, lo que nos

permite mantener un historial físico de las transferencias de petróleo en el Distrito Amazónico de PETROAMAZONAS EP.

Mediante la implementación de los toma muestras automáticos (Sampler), se obtiene un muestra representativa de todo el tiempo que tarda la transferencia de petróleo desde las estaciones de producción, el análisis de estas muestras representan un valor más real de la calidad de crudo que pasó por el centro de medición y fiscalización.

2.4.1.2 Calibración de Tubos Probadores de PETROPRODUCCIÓN en el D. A.

La calibración y certificación de los tubos probadores bidireccionales, utilizando el método denominado “Waterdraw Calibration”, que está determinado en las Normas API MPMS, capítulos 4 y 12, tuvo un costo que se encuentra detallado en el siguiente cuadro.

CALIBRACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE TUBOS PROBADORES BIDIRECCIONALES DE PETROPRODUCCIÓN AÑO 2006			
ITEM	UBICACIÓN	COSTO SIN IVA US\$	COSTO CON IVA US\$
1	LAGO TERMINAL	33.721,98	37.768,62
2	LAGO EXPAM	37.768,00	42.300,16
3	SECOYA	33.722,00	37.768,64
4	SHUSHUFINDI	33.722,00	37.768,64
5	SACHA CENTRAL	44.217,00	49.523,04
6	SACHA NOERTE 2	33.928,58	38.000,01
TOTAL		217.079,6	243.129,1

Tabla No. 5.- Monto calibración de probadores Bidireccionales de PPR

Esta actividad se realizó por primera vez en la historia desde que los equipos fueron instalados, el trabajo se concluyó en febrero del 2006.

2.4.1.3 Mejoramiento Sistemas de Medición y Transferencia de Petróleo del D. A.

El presente proyecto se elaboró con el propósito, de adquirir tres unidades automáticas de medición que fueron instaladas en las estaciones Centrales Auca, Sacha y Shushufindi, con tubos probadores bidireccionales y la provisión de tres unidades portátiles de calibración con tubo probador bidireccional. El propósito es mantener una cuantificación y registro del volumen de petróleo crudo transferido desde estas estaciones principales y mejorar la precisión y exactitud de las calibraciones de los diferentes medidores instalados en los centros de medición. Este proyecto fue signado con código presupuestario 03407, y se le asignó el estimativo 4210487.

Este proyecto fue ejecutado mediante el contrato signado con el número 2009-089 suscrito el 30 de noviembre de 2009, entre PETROPRODUCCIÓN y la Compañía MINGA S. A., debido a que en ese entonces la Cía. MINGA S. A. fue absorbida por el Estado se suscribe un contrato modificadorio signado con el número 2010-002, para cambiar la forma de pago y el proceso de importación de los equipos, aduciendo la disminución de costos.

2.4.1.3.1 Equipos

Los equipos utilizados para la ejecución de este proyecto fueron:

2.4.1.3.1.1 Unidades Automáticas de Medición

Las unidades automáticas de medición constan de dos medidores de flujo tipo turbina, un toma muestras automático, filtros con desgasificadores, toda la instrumentación asociada y el computador de flujo; este último con la ayuda de los transmisores de presión, temperatura y pulsos se encarga de realizar los cálculos de los volúmenes de crudo transferido. Para su calibración dispone de un tubo probador bidireccional.



18.- Figura - Unidad Automática de Medición Sacha Central

2.4.1.3.1.2 Unidades Portátiles de Calibración

Constan de un vehículo marca Ford en el cual se encuentra el sistema de calibración compuesto por un tubo probador, la instrumentación para conectarse al computador de flujo de la marca FMC.



19.- Figura - Unidad Portátil de calibración con Tubo Probador

2.4.1.3.2 Monto

El monto de este contrato fue 6'241.805,82 dólares americanos, distribuidos de la forma indicada en el siguiente cuadro:

MEJORAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN Y TRANSFERENCIA DE PETRÓLEO DEL DISTRITO AMAZÓNICO				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US\$	COSTO TOTAL US\$
1	Sistema de medición completo con elementos y accesorios instalados y funcionando, que incluya el probador bidireccional. AUCA	1	1.026.745,87	1.026.745,87
2	Sistema de medición completo con elementos y accesorios instalados y funcionando, que incluya el probador bidireccional. SACHA	1	1.197.281,09	1.197.281,09
3	Sistema de medición completo con elementos y accesorios instalados y funcionando, que incluya el probador bidireccional. SHUSHUFINDI	1	1.036.723,79	1.036.723,79
4	Uindades portátiles de calibración con tubo probador bidireccional, incluya certificaciones de los equipos, pruebas, puesta en marcha	3	369.491,93	1.108.475,79
SUBTOTAL				4.369.226,54
COSTOS DE TRANSPORTE				122.500,00
SUBTOTAL				4.491.726,54
5	Instalación de los tres sistemas de medición	1	1562570,79	1.562.570,79
IVA DE LA INSTALACIÓN				187.508,49
SUBTOTAL				1.750.079,28
COSTO TOTAL				6.241.805,82

Tabla No. 6.- Monto Invertido en el mejoramiento de los sistemas de medición

2.4.1.3.3 Tiempo de Ejecución

El tiempo de ejecución del proyecto 03407 tuvo su inicio en febrero de 2003, con la solicitud de autorización del proyecto, debido a varias dificultades presentadas desde sus inicios, el

contrato se suscribió el 30 de noviembre de 2009, se realizó el primer desembolso mediante carta de crédito en enero de 2011, se concluyó con su implementación en diciembre de 2012. A pesar de que las unidades ya están instaladas y funcionando, un problema legal hace que hasta la actualidad no se haya firmado la entrega –recepción definitiva.

2.4.1.3.4 Mejoras

Las mejoras obtenidas es que se puede disponer de la precisión y exactitud en la medición del volumen entregado desde los campos principales Auca, Sacha y Shushufindi; ya que antes de esta implementación la forma de cuantificar el volumen transferido se lo realizaba a través de un sistema cartográfico por presión diferencial.

Estas unidades están provistas con la instrumentación y computador de flujo para el cálculo automático del volumen transferido a través de estas, durante el día fiscal.

Con la adquisición de las unidades portátiles de calibración con tubo probador bidireccional, las calibraciones de los medidores existentes en los centros de medición mejoran en un estándar, de acuerdo a la Norma, el orden de precisión es: serafines, tubos probadores y medidores master. Por lo tanto, al dejar de calibrar con el medidor master y calibrar directamente con el tubo probador estamos mejorando en un nivel de precisión.

2.4.1.4 Optimización Red de Oleoductos Secundarios Región Amazónica de PETROPRODUCCIÓN.

El proyecto mencionado, fue elaborado con el propósito de adecuar mecánicamente los centros de medición para cumplir con lo recomendado por las Normas API MPMS y lo dispuesto por el ente de control, la ARCH. Este proyecto contó con el código presupuestario 8402 y su estimativo 2622. Para la ejecución de este proyecto, PETROPRODUCCIÓN suscribió el contrato No. 2008-121 con la Cía. ENERGOPETROL, el 17 de diciembre del 2008.

2.4.1.4.1 Equipos

Los equipos se instalaron en los 34 centros de medición ubicados en las estaciones de producción de petróleo.

2.4.1.4.1.1 Válvulas de Doble Sello y Purga.

Son equipos que sirven para impedir que haya circulación entre líneas de los trenes de medición, mientras se realiza la calibración de los medidores.

2.4.1.4.1.2 Válvulas de Contrapresión

Estas válvulas son las encargadas de mantener la presión de salida constante en los centros de medición, el propósito es evitar las contrapresiones de las líneas complementarias.

2.4.1.4.1.3 Válvulas de Tres Vías y Válvulas Check

Equipos que componen el sistema de rechazo, estas válvulas actúan ante la señal emitida por el computador de flujo cuando el sensor de corte de agua en petróleo detecta un porcentaje de agua superior al 1%. Cuando actúa esta válvula el fluido se deriva hacia el tanque de lavado o hacia la bota.

2.4.1.4.1.4 Filtros con Desgasificadores y Toma Muestras

La función de estos filtros tienen la función es evitar que el crudo entre con suciedad a los medidores y además atrapan el gas existen en el petróleo crudo, también para evitar que el contador cuantifique el gas como si fuese petróleo.

2.4.1.4.1.5 Indicadores de Presión y Temperatura

Son instrumentos cuya función es ayudar a la visualización localmente de los parámetros de presión y temperatura en los centros de medición.

2.4.1.4.1.6 Tres Unidades Completas de Medición

Estas tres unidades completas fueron instaladas en las estaciones Cuyabeno Central, Pichincha y Tetete.

2.4.1.4.1.7 Obra Civil

Consistió en la construcción de 26 salas de que tiene pósito albergar los equipos de visualización y control adquiridos a través del sistema SCADA.

2.4.1.4.2 Monto

El costo de ejecución del presente contrato se detalla en el siguiente cuadro:

OPTIMIZACIÓN RED DE OLEODUCTOS SECUNDARIOS REGIÓN AMAZÓNICA DE PETROPRODUCCIÓN ACCESORIOS MECÁNICOS				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	COSTO UNITARIO US\$	COSTO TOTAL US\$
1	Adquisición de Accesorios Mecánicos y su instalación. Construcción de 26 salas de visualización y control	GBL	4.459.985	4.995.183
2	Incremento de obra civil, ampliación de las salas de 3 X 3 m a 3 X 4 m.	GBL	81.664	91.464
3	Adicionales que se necesitó durante la ejecución.	GBL	42.342	47.423
TOTAL				5.134.069

Tabla No. 7.- Monto Invertido en Optimización de los Oleoductos Secundarios

2.4.1.4.3 Tiempo de Ejecución

El presente contrato se suscribió el 17 de diciembre de 2008 y se concluyó con su implementación en octubre del año 2010, fecha en la cual se suscribió el acta de entrega recepción provisional.

2.4.1.4.4 Mejoras

La implementación de estos accesorios mecánicos en los centros de medición, a más de ayudar al buen funcionamiento, determina que los centros de medición se encuentran cumpliendo con las recomendaciones de las Normas API MPMS.

2.4.1.5 Optimización Red de Oleoductos Secundarios Región Amazónica de PETROPRODUCCIÓN.

Una parte correspondiente al proyecto indicado constó la construcción y equipamiento de cinco laboratorios para fiscalización de crudo transportado por RODA. Este proyecto fue asignado con el código presupuestario 8402, con su estimativo 2621. Para su ejecución se realizó el contrato No. 2008-081, suscrito entre PETROPRODUCCIÓN y la Cía. ENVIROLAND S.A.

La adquisición de los equipos de laboratorio se realizó a través de la requisición de materiales RDC 240-199

2.4.1.5.1 Equipos

El alcance de este proyecto fue la obra civil para la construcción de los cinco laboratorios ubicados en las estaciones centrales: Auca, Sacha, Shushufindi, Libertador y Cuyabeno.

Requisición de los equipos para equipar los laboratorios para la realización de los análisis de las muestras del petróleo crudo transferido a través del RODA.

2.4.1.5.2 Monto

El costo que representó el construir y equipar los laboratorios de RODA se muestra en el siguiente cuadro:

CONSTRUCCIÓN Y EQUIPAMIENTO DE LABORATORIOS PARA LA FISCALIZACIÓN DE CRUDOS TRANSPORTADOS POR OLEODUCTOS SECUNDARIOS DEL DISTRITO AMAZÓNICO				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	COSTO UNITARIO US\$	COSTO TOTAL US\$
1	Construcción de laboratorios RODA	5	87.167	435.835
2	Equipamiento de laboratorios RODA	GBL	271.897	271.897
3	Reactivos para laboratorio RODA	GBL	22.428	22.428
TOTAL				730.160

Tabla No. 8.- Monto Invertido en los Laboratorios

2.4.1.5.3 Tiempos de Ejecución

El contrato se suscribió el 29 de octubre del 2008, la obra civil concluyó en diciembre del 2011 y el equipamiento se concluyó en abril del 2012. Actualmente estos laboratorios se están certificando ante la Organización de Acreditación Ecuatoriana (OAE)

2.4.1.5.4 Mejoras

La implementación de los laboratorios nos ayuda a realizar los análisis de las muestra de petróleo transferido por los centros de medición, de acuerdo a la Norma API 2540, ASTM D 1250, y ASTM 1298-12b, determinación del agua por destilación, siendo de mayor precisión que el análisis realizado por centrifugación.

2.4.1.6 Proyecto SCADA

El proyecto SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), se elaboró con el propósito, entre otros aspectos, automatizar los cálculos de los volúmenes de petróleo que se contabiliza en los centros de medición y fiscalización de PETROPRODUCCIÓN hoy PETROAMAZONAS, orientados siempre a la mejora en las mediciones de petróleo. Este contrato se suscribió entre PETROPRODUCCIÓN y la Empresa TELVENT, el 26 de mayo de 2008 signado con el número 2008-026.

Debido a que entre la adjudicación del contrato (marzo del 2007) y la suscripción (mayo del 2008) se tardó demasiado tiempo, se realizó una actualización tecnológica, requiriéndose para ello realizar un modificatorio al contrato mencionado. El contrato modificatorio se suscribió el 26 de agosto de 2008, asignado con el número 2008-042.

2.4.1.6.1 Equipos

Para la ejecución del proyecto SCADA se utilizaron los siguientes grupos de equipos y dispositivos:

2.4.1.6.1.1 Equipos y Dispositivos Instalados en los Pozos Petroleros.

El equipamiento en los pozos de producción de petróleo cuyo levantamiento artificial se realiza mediante Bombeo Electro Sumergible (BES), consiste en la automatización y optimización de la operación en tiempo real, mediante el monitoreo, supervisión, control y

automatización del funcionamiento de las bombas desde el Cuarto de Control de Operación y Optimización (CCO) hasta los motores de las bombas.

En cada uno de los pozos se instalaron Unidades Terminales Remotas (RTU) inteligentes para garantizar la velocidad de respuesta, mediante estos dispositivos se puede controlar los parámetros de las bombas, además de conocer la presión de cabeza de los pozos y lo más importante el encendido de la bomba desde el CCO.

También se instalaron transmisores de presión y temperatura en la cabeza de pozo, la medición y monitoreo de estos parámetros ayuda a tener referencia de su funcionamiento.

2.4.1.6.1.2 Equipos Instalados en los Separadores de Prueba.

En cada estación de producción también se instalaron RTU, encargadas de recibir las señales de los equipos de las estaciones de producción de petróleo, como separadores de prueba, tanques de reposo y centros de medición.

En los separadores de prueba se instalaron transmisores de presión y temperatura, parámetros importantes para la cuantificación del volumen.

Se instaló un transmisor de presión diferencial que va asociado a la placa de orificio, cuyo objetivo es determinar automáticamente el volumen de gas que contiene cada pozo de producción de petróleo.

Para la medición del volumen de crudo y agua de cada pozo controlado en el separador de prueba, existe un medidor de flujo tipo turbina, a este equipo se le cambió el pick-up que es compatible con el medidor de agua y el computador de flujo Net Oil Computer.

El computador de flujo se encarga de realizar los cálculos automáticamente y cuantificar los volúmenes de crudo, agua y gas que produce cada pozo petrolero. Todos estos equipos emiten sus señales hacia el Cuarto Auxiliar de Operaciones (CAO) ubicados en las estaciones de producción de petróleo.

2.4.1.6.1.3 Equipos Instalados en los Tanques de Almacenamiento y Reposo.

Se instalaron medidores de nivel tipo radar, con los cuales se determinan el nivel del crudo, asociados a estos equipos se instalaron los sensores de interface crudo/agua utilizado para determinar el nivel de agua libre existente en los tanques. Para la medición de petróleo el factor más importante es la temperatura, para ello se instalaron sondas con termómetros ubicados cada metro de longitud, con las tres variables conocidas se puede cuantificar el volumen de crudo existente en los tanques.

Estas señales son enviadas a través de un cableado a las RTU instaladas en las estaciones de producción petróleo y de estas se transmiten a las MTU ubicadas en los CAO.

2.4.1.6.1.4 Equipos Instalados en los Centros de Medición y Fiscalización

Para la cuantificación del volumen de petróleo trasferido desde las estaciones de producción de petróleo, se dispone de un centro de medición compuesto generalmente por dos trenes de medidores de flujo del tipo desplazamiento positivo, excepto en las estaciones Centrales de Auca, Sacha y Shushufindi que son del tipo turbina.

Mediante la implementación de este sistema se instalaron, transmisores de presión, temperatura y de pulsos, cuyos datos son necesarios para el cálculo del volumen de petróleo transferido.

Se instaló un monitor de corte de agua, este equipo sirve para determinar que el porcentaje de agua en el petróleo no sobre pase del 1%, funciona como un interruptor, en el caso que el agua supere el porcentaje indicado, envía una señal para la apertura de una válvula que direcciona el flujo de regreso al tanque de lavado.

Como parte de este sistema también se implementó un computador de flujo de la marca FMC, con los datos emitidos por los transmisores instalados y el valor de BS&W obtenido en el

laboratorio, el computador de flujo realiza automáticamente el cálculo del volumen transferido desde las estaciones de producción y contabilizados en los centros de medición y fiscalización.

2.4.1.6.2 Monto

Los costos que representaron la implementación de estos equipos y dispositivos se encuentran en el siguiente cuadro:

SISTEMA SCADA					
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	UNID	COSTO UNITARIO US\$	COSTO TOTAL US\$
1	Unidades Terminales Remotas (RTU)	145	EA	4.831	700.465
2	Accesorios para Adquisición de Datos y Control	1	KIT	167.199	167.199
3	Desarrollo de aplicaciones	1	Paquete	109.681	109.681
4	Instrumentación y computador de flujo marca FMC, instalados en los Centros de medición	36	KIT	27.940	1.005.841
5	Medidores nivel de tanques con tecnología tipo RADAR instalados en los tanques de reposo y oleoducto	45	KIT	12.342	555.377
28	Medidores de petróleo, gas y agua en separadores de prueba	18	EA	15.487	278.763
6	Transmisores, medidor de agua y el computador de flujo NET OIL, instalados en los separadores de prueba	37	EA	946	35.001
7	Montaje e instalación	145	EA	11.449	1.660.085
TOTAL					4.512.412

Tabla No. 9.- Monto Invertido en el Sistema SCADA

2.4.1.6.3 Mejoras

Las mejoras que se obtuvieron mediante la implementación del sistema SCADA, referente a la medición de petróleo fueron las siguientes:

En los centros de medición se desecharon los compensadores mecánicos de temperatura, que ya estuvieron demasiado obsoletos, en su lugar se instalaron los transmisores de pulsos. Con el resto de la instrumentación se puede calcular automáticamente y con mayor precisión el volumen transferido por los medidores, puesto que para el cálculo el computador de flujo utiliza los parámetros del crudo en tiempo real, compila la información y realiza un promedio de las 24 horas.

En los pozos que se instalaron los equipos tenemos control y supervisión en tiempo real, con la posibilidad de encender remotamente desde la sala de control en el caso de que se apaguen por alguna razón diferente a la de falla.

En los separadores de prueba se obtienen también automáticamente los volúmenes de gas, agua y petróleo crudo, con mayor precisión y exactitud que cuando se lo realizaba manualmente.

Referente a los tanques de reposo y almacenamiento (oleoducto), la implementación de los medidores de nivel con tecnología tipo radar, nos ayuda a mantener controlados sus niveles de

fluido, además que también se puede calcular automáticamente el volumen de petróleo crudo existente en los tanques.

2.4.1.7 Personal Contratado

Un factor importante para la fiscalización de los volúmenes de crudo entregados al RODA y su transporte, es contar con el personal idóneo para realizar esta actividad, para ello en el año 2006, se contrató un grupo de profesionales con títulos de tercer nivel, bajo la modalidad de contratación de servicios profesionales por horas.

En el año 2008 se exteriorizó el concurso para reclutamiento de personal para el RODA, bajo la contratación directa. A este concurso también se presentaron los profesionales que fueron contratados bajo la modalidad por horas de servicio en el año 2006, de esta selección resultaron favorecidos los profesionales que se encuentran en el siguiente cuadro:

PERSONAL RODA CONTRATADO AÑOS 2006 / 2008	
NOMBRES	CARGO
Paül Antonio Gonzalez Brito	FISCALIZADOR
Geovanny Herrera Gutierrez	FISCALIZADOR
Marco Cabezas Llumipanta	FISCALIZADOR
Rodrigo Ivan Loyola Barros	FISCALIZADOR
Germàn Santiago Padilla Campana	FISCALIZADOR
Byròn Santiago Baca Peñafiel	FISCALIZADOR
Jorge Washington Pozo Mejia	FISCALIZADOR
Andres Edwin Collaguazo Collaguazo	FISCALIZADOR
Eduardo Vinicio Siza Guerra	FISCALIZADOR
Galo Mauricio Pérez Reyes	FISCALIZADOR
Carlos Alfredo Rea Varela	FISCALIZADOR
Marlene Elizabeth Cisneros Paez	FISCALIZADOR
Jairo Eduardo Bolaños Íñigan	FISCALIZADOR
Jorge Bedón	FISCALIZADOR
Fernando Enrique Jibaja Billón	FISCALIZADOR
Luis Marcelo Navas Rodriguez	FISCALIZADOR
Alex Ivan Muzzio Molina	FISCALIZADOR

Estos profesionales fueron distribuidos en los campos del Distrito Amazónico de PETROPRODUCCIÓN, junto con el personal ya existente, de acuerdo al cuadro indicado en el anexo No. 5

2.4.1.7.1 Monto

La contratación del personal indicado en el numeral anterior, representó un monto aproximado que se detalla en el siguiente cuadro.

CONTRATACIÓN PERSONAL CONTRATADO RODA					
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	COSTO UNIT MENSUAL US\$	COSTO TOTAL MENSUAL US\$	COSTO TOTAL ANUAL US\$
1	Contratación de Profesionales para la fiscalización año 2006	11	1.396	15.356	138.204
2	Pago Personal Contratado año 2007	11	1.396	15.356	184.272
3	Pago Personal Contratado año 2008	11	1.590	17.490	139.920
4	Contración de un Técnico para elaboración de Proyectos, año 2008	1	1.178	1.178	4.712
5	Pago Personal Conratado año 2008	17	1.590	27.030	108.120
SUBTOTAL AÑO 2008					252.752
COSTO TOTAL PERSONAL RODA					575.228

Tabla No. 10.- Monto Invertido en Personal Contratado

2.4.1.7.2 Mejoras

El incremento de personal para fiscalizar en la mayoría de los campos operados por PETROPRODUCCIÓN y Operadoras Privadas, significó mayor control en la recepción de los volúmenes de petróleo crudo tanto en su calidad como en su cantidad, además la elaboración de los reportes diarios de cada campo, con el propósito de realizar adecuadamente los cálculos y

llevar un mejor registro y estadístico de las diferencias entre el volumen de curdo reportado de campo versus el fiscalizado.

Esto se puede evidenciar en la información encontrada para la presente investigación, antes de la contratación del personal para RODA, los reportes de campo se recibía del mismo personal de Operaciones Producción, esta información era la producción reportada de campo; por lo tanto, no existía la producción fiscalizada, teniendo los mismos errores que generan los reporte de producción de campo.

2.5 ANÁLISIS FINANCIERO

En los numerales anteriores se describieron los montos invertidos en los proyectos ejecutados, equipos y personal contratado que fueron orientados a disminuir las diferencias existentes entre la producción reportada de campo versus la fiscalizada.

Para ello es necesarios realizar un balance entre el monto invertido con ese objetivo y el monto económico que representa el volumen de las diferencias, además de lo que representa para el Presupuesto General del Estado Ecuatoriano.

2.5.1 MONTO ECONÓMICO DE LAS DIFERENCIAS

Las diferencias existentes entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada desde el año 2004, determinaron un monto económico que el Estado Ecuatoriano presupuestó pero que no se pudo disponer por cuanto ese rubro era inexistente, lo que causó un déficit en el Presupuesto General del Estado.

En el cuadro siguiente se detalla año a año, el volumen de petróleo inexistente, el costo del barril promedio por año y el monto económico de cada año. Datos investigados en la información que pertenece a PETROECUADOR.

PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO DURANTE EL PERÍODO 2004 -2013			
AÑOS	PRECIO PROMEDIO ANUAL US\$	DIFERENCIA ANUAL BLS	MONTO ANUAL DE LAS DIFERENCIAS US\$
2004	40,21	-6.514.000,00	-261.927.940,00
2005	42,84	-7.957.749,00	-340.909.967,16
2006	52,8	-5.444.107,00	-287.448.849,60
2007	60,23	-2.808.002,06	-169.125.964,20
2008	83,38	-1.948.339,62	-162.452.557,77
2009	54,34	-550.446,09	-29.911.240,65
2010	72,57	-426.712,92	-30.966.556,82
2011	98,92	-541.271,40	-53.542.566,92
2012	99,49	-322.561,64	-32.091.657,14
2013	97,36	-421.786,99	-41.065.181,41
TOTAL		-26.934.976,73	-1.409.442.481,66

Tabla No. 11.- Costo del barril de Petróleo y Monto Económico de las Diferencias

2.5.2 INVERSIONES REALIZADAS

La inversión realizada por PETROPRODUCCIÓN con el propósito de reducir las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada, se encuentra resumida en el siguiente cuadro:

COSTO DE LOS PROYECTOS EJECUTADOS TENDIENTES A REDUCIR LAS DIFERENCIAS HASTA EL AÑO 2013		
EMPRESA	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO DE INVERSIÓN
PPR	OPTIMIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE LOS OLEODUCTOS SECUNDARIOS EN EL DISTRITO AMAZÓNICO	583.000,00
MINGA S.A. SYBOLT	CALIBRACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE TUBOS PROBADORES BIDIRECCIONALES DE PETROPRODUCCIÓN	322.425,11
MINGA S.A.	MEJORAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN Y TRANSFERENCIA DE PETRÓLEO DEL DISTRITO AMAZÓNICO	6.241.805,82
ENERGYPETROL	OPTIMIZACIÓN RED DE OLEODUCTOS SECUNDARIOS REGIÓN AMAZÓNICA DE PETROPRODUCCIÓN ACCESORIOS MECÁNICOS	5.134.068,97
ENVIROLAND S. A. PPR	CONSTRUCCIÓN Y EQUIPAMIENTO DE LABORATORIOS PARA LA FISCALIZACIÓN DE CRUDOS TRANSPORTADOS POR OLEODUCTOS SECUNDARIOS DEL DISTRITO AMAZÓNICO	730.159,70
TELVENT	SISTEMA SCADA	4.512.412,00
PPR	CONTRATACIÓN Y PAGO AL PERSONAL CONTRATADO DE RODA	575.228,00
TOTAL		18.099.099,60

Tabla No. 12 Monto Total de Inversiones realizadas por PPR

2.5.3 COMPARACIÓN ECONÓMICA ENTRE LA INVERSIÓN Y LAS DIFERENCIAS

De los dos últimos cuadros presentados en los dos numerales inmediatos anteriores se puede observar que la inversión realizada para disminuir las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada asciende a US\$ 18'099.099,60; y el monto que el Estado dejó de recibir en sus arcas fiscales generándose un déficit de US\$ 1.409'442.481,66

De lo anterior se puede concluir que el monto de la inversión respecto al monto del déficit provocado para el estado ecuatoriano representa apenas el 1.284 %.

2.5.4 DETERMINACIÓN DEL BENEFICIO

Si observamos el porcentaje invertido referente al monto económico de déficit que representan las diferencias de la producción reportada de campo versus la fiscalizada, existe un beneficio muy importante.

2.5.4.1 Cuadro de Inversiones por Año

Las inversiones realizadas por año se determina por el avance de ejecución física de los proyectos y el avance económico de los mismos, esto se encuentra detallado en el siguiente cuadro:

COSTO DE LOS PROYECTOS EJECUTADOS TENDIENTES A REDUCIR LAS DIFERENCIAS INVERTIDOS ANUALMENTE												
NOMBRE DEL PROYECTO	MONTOS POR AÑO										MONTO DE INVERSIÓN	
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		
OPTIMIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE LOS OLEODUCTOS SECUNDARIOS EN EL DISTRITO AMAZÓNICO	583.000,00											583.000,00
CALIBRACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE TUBOS PROBADORES BIDIRECCIONALES DE PETROPRODUCCIÓN			243.129,11					79.296,00				322.425,11
MEJORAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN Y TRANSFERENCIA DE PETRÓLEO DEL DISTRITO AMAZÓNICO						4.491.726,54	875.039,64	609.694,64	265.345,00			6.241.805,82
OPTIMIZACIÓN RED DE OLEODUCTOS SECUNDARIOS REGIÓN AMAZÓNICA DE PETROPRODUCCIÓN ACCESORIOS MECÁNICOS						2.997.109,75	804.713,98	804.713,98	527.531,26			5.134.068,97
CONSTRUCCIÓN Y EQUIPAMIENTO DE LABORATORIOS PARA LA FISCALIZACIÓN DE CRUDOS TRANSPORTADOS POR OLEODUCTOS SECUNDARIOS DEL DISTRITO AMAZÓNICO						294.324,70		435.835,00				730.159,70
SISTEMA SCADA					1.181.428,00	1.561.218,00	1.200.040,00	569.726,00				4.512.412,00
CONTRATACIÓN Y PAGO AL PERSONAL CONTRATADO DE RODA			138.204,00	184.272,00	252.752,00							575.228,00
MONTO TOTAL POR AÑO	583.000,00	0,00	381.333,11	184.272,00	1.434.180,00	9.344.378,99	2.959.089,62	2.419.969,62	792.876,26	0,00		18.099.099,60

Tabla No. 13.- Monto Total de la Inversión Distribuida por Años

2.5.4.2 Análisis de la Inversión Versus las Diferencias por Año

Con el propósito de determinar la influencia de las inversiones sobre la disminución de las diferencias se realizará el análisis año a año, esto se indica en el siguiente cuadro:

COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LAS INVERSIONES VERSUS LAS DIFERENCIAS										
DESCRIPCIÓN	MONTOS POR AÑO									
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
PORCENTAJE DE DIFERENCIAS %	-9,50%	-12,63%	-7,82%	-5,28%	-4,23%	-0,87%	-0,87%	-0,99%	-0,56%	-0,63%
VOLUME DE DIFERENCIAS POR AÑO BLS	-6.514.000,00	-7.957.749,00	-5.444.107,00	-2.808.002,06	-1.948.339,62	-550.446,09	-426.712,92	-541.271,40	-322.561,64	-421.786,99
MONTO ANUALES DE LAS DIFERENCIAS NOMBRE DEL PROYECTO US\$	-261.927.940,00	-340.909.967,16	-287.448.849,60	-169.125.964,20	-162.452.557,77	-29.911.240,65	-30.966.556,82	-53.542.566,92	-32.091.657,14	-41.065.181,41
MONTO DE INVERSIONES POR AÑO US\$	583.000,00	0,00	381.333,11	184.272,00	1.434.180,00	9.344.378,99	2.959.089,62	2.419.969,62	792.876,26	0,00

Tabla No. 14.- Comparación entre la Inversión Realizada y la Disminución de las Diferencias.

2.5.5 BENEFICIO DE LAS INVERSIONES

Para el estado ecuatoriano estas inversiones representaron el 1.284 % del monto dejado de recibir en sus arcas fiscales, que representó un déficit para el Presupuesto General del Estado.

En el año 2004 se realiza una inversión de US\$ 583,000.00, en el mismo año las diferencias generan un déficit en el presupuesto General del Estado de US\$ 261'924.940,00; la relación entre inversión y monto de las diferencias para ese año representa apenas el 0.22%.

En el año 2005, no existe ningún monto de inversión, la diferencia incrementa a un monto de 340'909.967,16; la inversión realizada en el año 2004, fue implementar los equipos para mantener los registros de los volúmenes de petróleo transferidos por los centros de edición, por lo tanto no representaban ningún control.

En el año 2006 se continúa realizando adquisiciones de equipos, pues se tiene una inversión de US\$ 381.333,11; a pesar de ello las diferencias continúan siendo elevadas, se tiene un déficit de US\$ 287'448.849,60; dando a entender que las inversiones realizadas no surten ningún efecto en el control de estas diferencias.

En el año 2007 se realiza una inversión de US\$ 184.272,00; que sumadas a las anteriores representan un monto de 1'148.605,11; se puede observar que toda esta inversión realizada empieza a arrojar los primeros resultados, tal es así que el déficit provocado por las diferencias disminuyen en 118 millones de dólares aproximadamente.

En el año 2008 la inversión es US\$ 1'434.180,00; a pesar de esta inversión que sumada a las anteriores es US\$ 2'582.785,11; el déficit de las diferencias continúa en 162'452.557,77; dando la impresión que la nueva inversión realizada ese año no arrojan los resultados esperados; pero existe una razón, todos los proyectos ejecutados tuvieron su inicio a finales del año 2008, y ese valor representa los adelantos entregados a las Empresas que suscribieron los contratos.

De lo explicado en el párrafo anterior, se confirma cuando en el año 2009 se tiene una inversión de US\$ 9'344.378,99; en este año se ejecutaron la mayor parte de los proyectos, teniendo una inversión acumulada desde el 2004 de US\$ 11'927.164,09. Al estar ejecutados la mayoría de los proyectos se puede observar como drásticamente disminuyen las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada en un valor porcentual menor a la unidad **-0,87%**, que representa un déficit de US\$ 29'911.240,65.

En los años subsiguientes, 2010, 2011 y 2012, se fueron cancelando a las Empresas ejecutoras de los proyectos los montos especificados en los contratos y las devoluciones de las garantías presentadas para la suscripción de los mismos, concluyendo con el total de las inversiones.

En el período 2004 – 2013, objeto de nuestra investigación, se puede observar que luego de la ejecución de la mayoría de proyectos en el año 2009, las cifras de las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada disminuye a menos que la unidad (en cifras absolutas), mientras que en los años anteriores estas cifras siempre fueron de un dígito y hasta de dos dígitos en el año 2005.

Es evidente que la inversión realizada mediante la ejecución de los proyectos proporcionaron los resultados esperados por el personal técnico operativo que los generó y de las Autoridades que en ese momento facilitó los recursos económicos, teniendo como resultado un beneficio muy significativo en el déficit del Presupuesto General del Estado.

2.6 PORCENTAJE DE DIFERENCIAS ACEPTABLES

Las diferencias aceptables son las que se refieren a la precisión de los equipos, instrumentos y dispositivos de medición, tanto para la medición estática como para la dinámica.

OLADE en la Consultoría técnica de los Sistemas de Producción y Transporte, realizado en el Distrito Amazónico de PETROPRODUCCIÓN, manifiesta: “En principio, el “Manual de Estándares de Medición de Petróleo” del API, determina rangos tolerables de mermas (diferencias) en todo sistema de producción, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, que no ascienden a más del 0,3%”.

La Agencia de Control y Regulación Hidrocarburífero también manifiesta en un comunicado que: “La Norma OIML R-117, indica que para sistemas de medición en ductos, el porcentaje recomendado como diferencias es de +/- 0.3%, este valor se toma como referencia para el análisis”.

Para la presente investigación se acogerá como referencia las cifras referenciadas en las citadas Normas, y nuestro propósito es mantener nuestras diferencias dentro de ese rango de precisión.

2.7 DIFERENCIAS ACTUALES EN EL RAMAL SUR DE PAM EP

De los análisis realizados anteriormente se puede deducir que las inversiones realizadas rindieron buenos resultados, a pesar que no son los más óptimos, pues nuestras diferencias continúan sobre lo estipulado por la normativa y exigido por el Ente de Control.

El análisis anterior se realizó para la producción de petróleo de todo el Distrito Amazónico correspondiente a PETROPRODUCCIÓN, que luego fue la Gerencia de Exploración y Producción de EP PETROECUADOR, la razón es que las inversiones y ejecución de los proyectos se realizó en toda esta zona, siendo imposible discriminar lo invertido solo en el ramal Sur.

2.7.1 DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN REPORTADA DE CAMPO VS LA FISCALIZADA RAMAL SUR DE PAM EP.

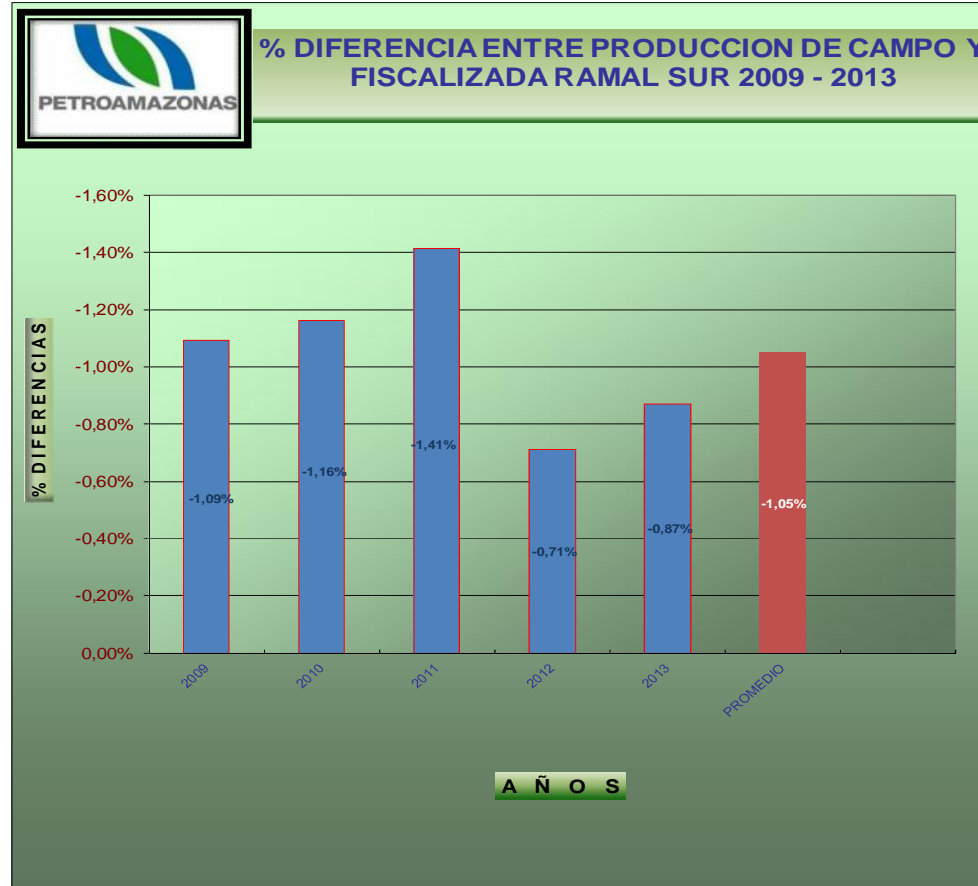
Una vez ejecutados los proyectos tendientes a disminuir las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada, se inicia nuevamente un análisis destinado a vislumbrar las acciones que nos permitan disminuir estas diferencias ahora enfocados únicamente en el Ramal Sur de PETROAMAZONAS EP, debido a que es el ramal en el cual continúan las diferencias que sobrepasan los valores estipulados en las Normas y exigidas por la ARCH.

La ejecución de los proyectos en su mayor parte finalizaron sus montajes e implementación a entre finales del 2009 y año 2010, razón por la cual se estableció el año 2009 como inicio del presente análisis.

Las diferencias existentes en el Ramal Sur de PETROAMAZONAS EP, correspondientes al período 2009 – 2013, se detallan en el Anexo No. 6. En el siguiente cuadro se muestra el resumen de estas diferencias en volumen y porcentaje.

**RESUMEN DIFERENCIAS PRODUCCION REPORTADA DE CAMPO VS FISCALIZADA
RAMAL SUR 2009- 2013**

RESUMEN PRODUCIDO VERSUS FISCALIZADO RAMAL SUR 2009 - 2013					
AÑOS	FISCALIZADO BLS	PRODUCIDO BLS	DIFEREN BLS	DIFEREN %	PROM
2009	44.127.609,43	44.610.032,37	-482.422,93	-1,09%	
2010	30.323.121,59	30.675.218,66	-352.097,07	-1,16%	
2011	35.979.737,15	36.488.238,98	-508.501,83	-1,41%	
2012	39.018.938,02	39.296.606,65	-277.668,62	-0,71%	
2013	46.481.914,49	46.887.249,07	-405.334,58	-0,87%	
PROMEDIO	39.186.264,14	39.591.469,15	-405.205,01	-1,05%	-1,05%
TOTAL	195.931.320,69	197.957.345,73	-2.026.025,04		



20.- Gráfico - Porcentaje Diferencias Producción de Campo vs Fiscalizada 2009–2013 - Ramal Sur

Del cuadro anterior se puede observar que estas diferencias superan a las exigidas por la ARCH en 3.5 veces para el período 2009 – 2013 y en 2.9 veces para el año 2013, dando como consecuencia un monto deficitario para el año 2013 de US\$ **39.463.374,82**; a pesar de ser un monto relativamente bajo, en comparación con años anteriores las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada continúan causando un déficit en el Presupuesto General del Estado.

Cabe recalcar que estas diferencias son determinadas considerando únicamente una parte del volumen total cuantificado en el centro de fiscalización de Lago Agrio correspondiente al Ramal Sur. Si consideramos todo el volumen entregado en Lago Agrio para la determinación de las diferencias, se puede observar una considerable disminución; para ello presentamos los cuadros y sus gráficos con la determinación de las diferencias considerando el volumen parcial y con el volumen total respectivamente, calculado para el año 2013.

**DETERMINACIÓN DE LAS DIFERENCIAS CONSIDERANDO UNA PARTE DEL VOLUMEN TOTAL CUANTIFICADO EN LAGO AGRIO
CORRESPONDIENTE AL RAMAL SUR AÑO 2013 (CÁLCULO ACTUAL)**

MES	OPERADORAS PRIVADAS BLS (1)	BLOQUES PAM NO CONSIDERADOS BLS (2)	VOLUMEN PARCIAL NO CONSIDERADO (3) =(1) + (2)	ENTREGA A REFINERÍAS ± TANQUES (4)	PRODUCCIÓN BLOQUES PAM CONSIDERADOS BLS (5)	VOLUMEN PRODUCIDO TOTAL BLS 6=(3)+(4)+(5)	VOLUMEN TOTAL FISCALIZADO EN LAGO AGRIO (7)	VOLUMEN FISCALIZADO BLS (8)	VOLUMEN REPORTADO BLS (9)	DIFERENCIA BLS (10) = (8) - (9)	DIFEREN % (11)=(10)/(8)
ENERO	3.156.738,93	1.573.358,40	4.730.097,33	-306.615,64	3.456.031,92	7.879.513,61	7.829.189,34	3.405.707,65	3.456.031,92	-50.324,27	-1,48%
FEBRERO	2.926.194,51	1.386.202,01	4.312.396,52	-433.903,83	3.234.434,15	7.112.926,84	7.085.319,17	3.206.826,48	3.234.434,15	-27.607,67	-0,86%
MARZO	3.258.746,73	1.526.886,10	4.785.632,83	-440.722,94	3.565.370,66	7.910.280,55	7.882.262,50	3.537.352,61	3.565.370,66	-28.018,05	-0,79%
ABRIL	3.272.286,18	1.459.605,97	4.731.892,15	-336.534,17	3.556.076,01	7.951.433,99	7.921.800,98	3.526.443,00	3.556.076,01	-29.633,01	-0,84%
MAYO	3.465.155,59	1.450.525,47	4.915.681,06	-222.319,04	3.717.293,03	8.410.655,05	8.392.837,60	3.699.475,58	3.717.293,03	-17.817,45	-0,48%
JUNIO	3.403.825,81	1.393.467,53	4.797.293,34	-372.814,01	3.642.027,18	8.066.506,51	8.033.786,24	3.609.306,91	3.642.027,18	-32.720,27	-0,91%
JULIO	3.489.447,55	1.490.781,15	4.980.228,70	-488.344,90	3.967.289,37	8.459.173,17	8.414.304,64	3.922.420,84	3.967.289,37	-44.868,53	-1,14%
AGOSTO	3.468.450,21	1.589.545,20	5.057.995,41	-297.390,75	4.204.310,91	8.964.915,57	8.925.737,39	4.165.132,72	4.204.310,91	-39.178,19	-0,94%
SEPTIEMBRE	3.352.646,43	1.446.003,88	4.798.650,31	-165.312,15	4.093.205,99	8.726.544,15	8.686.376,44	4.053.038,28	4.093.205,99	-40.167,71	-0,99%
OCTUBRE	3.431.429,74	1.503.271,77	4.934.701,51	-271.562,20	4.405.089,29	9.068.228,60	9.040.912,87	4.377.773,56	4.405.089,29	-27.315,73	-0,62%
NOVIEMBRE	3.289.712,17	1.662.878,81	4.952.590,98	-405.547,58	4.401.090,90	8.948.134,30	8.922.601,52	4.375.558,12	4.401.090,90	-25.532,78	-0,58%
DICIEMBRE	3.390.029,10	1.802.877,71	5.192.906,81	-351.207,89	4.645.029,66	9.486.728,58	9.444.577,66	4.602.878,74	4.645.029,66	-42.150,92	-0,92%
TOTAL	39.904.662,95	18.285.404,00	58.190.066,95	-4.092.275,10	46.887.249,07	100.985.040,92	100.579.706,35	46.481.914,49	46.887.249,07	-405.334,58	-0,880%

Tabla No. 15.- Determinación de las Diferencias con el Volumen Referencial PARCIAL – 2013 - Ramal Sur

RESUMEN PRODUCIDO VERSUS FISCALIZADO RAMAL SUR 2013					
AÑOS	FISCALIZADO BLS	PRODUCIDO BLS	DIFEREN BLS	DIFEREN %	PROM
ENERO	3.405.707,65	3.456.031,92	-50.324,27	-1,48%	
FEBRERO	3.206.826,48	3.234.434,15	-27.607,67	-0,86%	
MARZO	3.537.352,61	3.565.370,66	-28.018,05	-0,79%	
ABRIL	3.526.443,00	3.556.076,01	-29.633,01	-0,84%	
MAYO	3.699.475,58	3.717.293,03	-17.817,45	-0,48%	
JUNIO	3.609.306,91	3.642.027,18	-32.720,27	-0,91%	
JULIO	3.922.420,84	3.967.289,37	-44.868,53	-1,14%	
AGOSTO	4.165.132,72	4.204.310,91	-39.178,19	-0,94%	
SEPTIEMB	4.053.038,28	4.093.205,99	-40.167,71	-0,99%	
OCTUBRE	4.377.773,56	4.405.089,29	-27.315,73	-0,62%	
NOVIEMB	4.375.558,12	4.401.090,90	-25.532,78	-0,58%	
DICIEMB	4.602.878,74	4.645.029,66	-42.150,92	-0,92%	
PROMEDIO	3.873.492,87	3.907.270,76	-33.777,88	-0,88%	-0,88%
TOTAL	46.481.914,49	46.887.249,07	-405.334,58		



21.- Gráfico - Porcentaje Diferencias con Volumen Referencial PARCIAL – 2013 - Ramal Sur

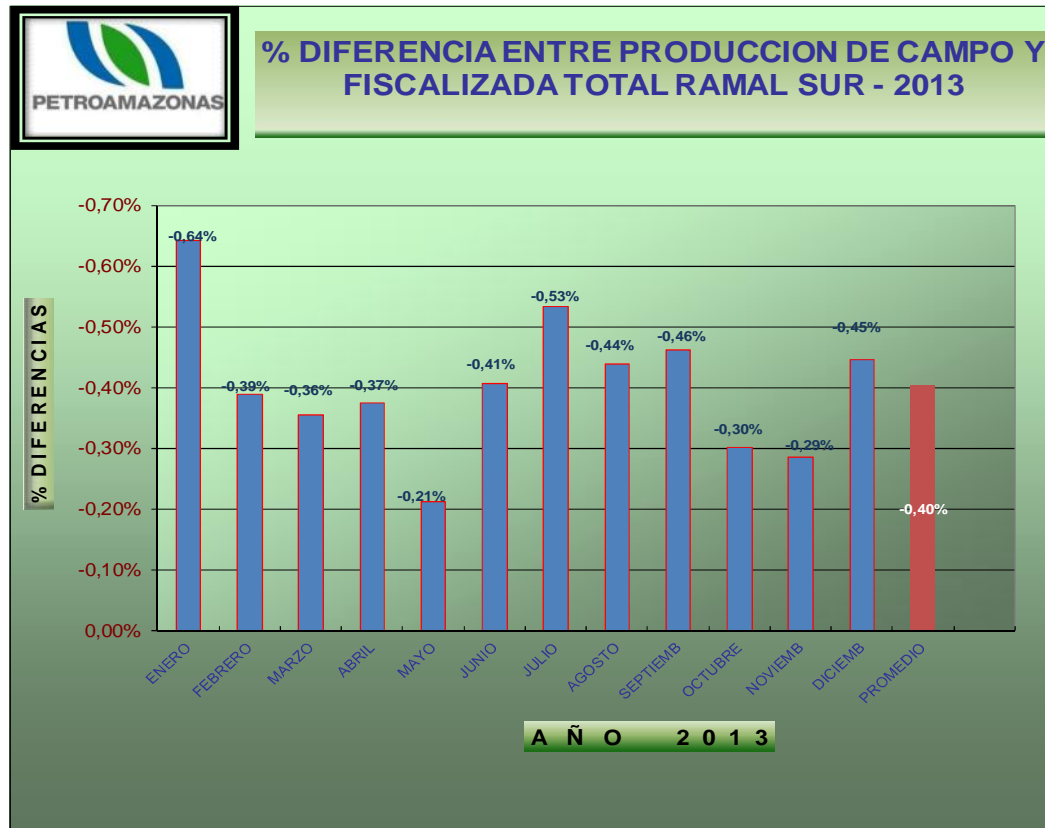
**DETERMINACIÓN DE LAS DIFERENCIAS CONSIDERANDO EL VOLUMEN TOTAL CUANTIFICADO EN LAGO AGRIO
CORRESPONDIENTE AL RAMAL SUR AÑO 2013 (CÁLCULO PROPUESTO)**

MES	OPERADORAS PRIVADAS BLS (1)	BLOQUES PAM NO CONSIDERADOS BLS (2)	VOLUMEN PARCIAL NO CONSIDERADO (4)=(1)+(2)	ENTREGA A REFINERÍAS ± TANQUES (3)	BLOQUES PAM CONSIDERADOS BLS (5)	VOLUMEN PRODUCIDO TOTAL BLS 6=(3)+(4)+(5)	VOLUMEN TOTAL FISCALIZADO EN LAGO AGRIO (7)	DIFERENCIAS ESTABLECIDAS BLS 8=(7)-(6)	DIFEREN % 9= (8)/(7)
ENERO	3.156.738,93	1.573.358,40	4.730.097,33	-306.615,64	3.456.031,92	7.879.513,61	7.829.189,34	-50.324,27	-0,64%
FEBRERO	2.926.194,51	1.386.202,01	4.312.396,52	-433.903,83	3.234.434,15	7.112.926,84	7.085.319,17	-27.607,67	-0,39%
MARZO	3.258.746,73	1.526.886,10	4.785.632,83	-440.722,94	3.565.370,66	7.910.280,55	7.882.262,50	-28.018,05	-0,35%
ABRIL	3.272.286,18	1.459.605,97	4.731.892,15	-336.534,17	3.556.076,01	7.951.433,99	7.921.800,98	-29.633,01	-0,37%
MAYO	3.465.155,59	1.450.525,47	4.915.681,06	-222.319,04	3.717.293,03	8.410.655,05	8.392.837,60	-17.817,45	-0,21%
JUNIO	3.403.825,81	1.393.467,53	4.797.293,34	-372.814,01	3.642.027,18	8.066.506,51	8.033.786,24	-32.720,27	-0,41%
JULIO	3.489.447,55	1.490.781,15	4.980.228,70	-488.344,90	3.967.289,37	8.459.173,17	8.414.304,64	-44.868,53	-0,53%
AGOSTO	3.468.450,21	1.589.545,20	5.057.995,41	-297.390,75	4.204.310,91	8.964.915,57	8.925.737,39	-39.178,18	-0,44%
SEPTIEMBRE	3.352.646,43	1.446.003,88	4.798.650,31	-165.312,15	4.093.205,99	8.726.544,15	8.686.376,44	-40.167,71	-0,46%
OCTUBRE	3.431.429,74	1.503.271,77	4.934.701,51	-271.562,20	4.405.089,29	9.068.228,60	9.040.912,87	-27.315,73	-0,30%
NOVIEMBRE	3.289.712,17	1.662.878,81	4.952.590,98	-405.547,58	4.401.090,90	8.948.134,30	8.922.601,52	-25.532,78	-0,29%
DICIEMBRE	3.390.029,10	1.802.877,71	5.192.906,81	-351.207,89	4.645.029,66	9.486.728,58	9.444.577,66	-42.150,92	-0,44%
TOTAL	39.904.662,95	18.285.404,00	58.190.066,95	-4.092.275,10	46.887.249,07	100.985.040,92	100.579.706,35	-405.334,57	-0,40%

Tabla No. 16.- Determinación de las Diferencias con el Volumen Referencial TOTAL – 2013 - Ramal Sur

DIFERENCIA PRODUCCION REPORTADA DE CAMPO VS FISCALIZADA APLICADA AL VOLUMEN TOTAL ENTREGADO EN LAGO AGRO RAMAL SUR 2013

RESUMEN PRODUCIDO VERSUS FISCALIZADO TOTAL RAMAL SUR 2013					
AÑOS	FISCALIZADO BLS	PRODUCIDO BLS	DIFEREN BLS	DIFEREN %	PROM
ENERO	7.829.189,34	7.879.513,61	-50.324,27	-0,64%	
FEBRERO	7.085.319,17	7.112.926,84	-27.607,67	-0,39%	
MARZO	7.882.262,50	7.910.280,55	-28.018,05	-0,36%	
ABRIL	7.921.800,98	7.951.433,99	-29.633,01	-0,37%	
MAYO	8.392.837,60	8.410.655,05	-17.817,45	-0,21%	
JUNIO	8.033.786,24	8.066.506,51	-32.720,27	-0,41%	
JULIO	8.414.304,64	8.459.173,17	-44.868,53	-0,53%	
AGOSTO	8.925.737,39	8.964.915,57	-39.178,18	-0,44%	
SEPTIEMB	8.686.376,44	8.726.544,15	-40.167,71	-0,46%	
OCTUBRE	9.040.912,87	9.068.228,60	-27.315,73	-0,30%	
NOVIEMB	8.922.601,52	8.948.134,30	-25.532,78	-0,29%	
DICIEMB	9.444.577,66	9.486.728,58	-42.150,92	-0,45%	
PROMEDIO	8.381.642,20	8.415.420,08	-33.777,88	-0,40%	-0,40%
TOTAL	100.579.706,35	100.985.040,92	-405.334,57		

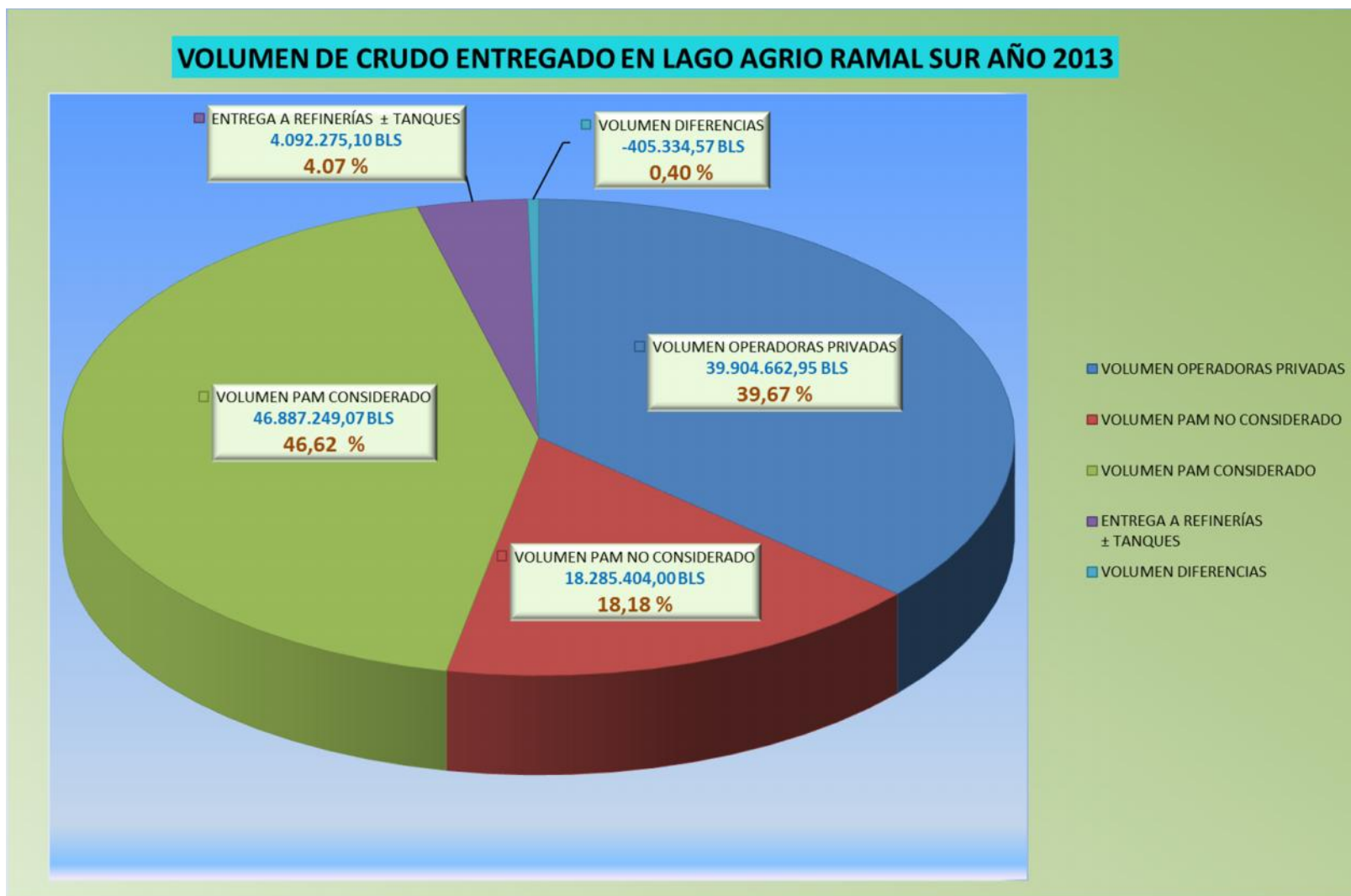


22.- Gráfico - Porcentaje Diferencias con Volumen Referencial TOTAL – 2013 - Ramal Sur

En los dos cuadros anteriores se puede observar claramente como disminuyen las diferencias de un promedio de **-0.88 %** aplicado a una parte del volumen, a **-0.40 %** aplicando el cálculo para todo el volumen cuantificado en el centro de fiscalización de Lago Agrio; este cálculo no presenta ningún error matemático como tampoco conceptual, pero la ARCH considera que no se puede aplicar a todo el volumen, puesto que las Operadoras Privadas cuentan con centros de fiscalización y entrega.

Es importante recalcar que todas las Operadoras Privadas entregan su volumen de producción en los campos de PETROAMAZONAS EP que corresponden al Ramal Sur, como se explicó a inicios de este capítulo, mientras que en el Ramal Norte, recién a inicios del año 2013 comienza su operación el Consorcio DGC en el campo SINGUE, y a partir de lo cual comienza entregando su producción de petróleo en la estación Sansahuari del campo Cuyabeno.

En el siguiente gráfico se muestra los valores de los volúmenes y porcentajes de las Operadoras Privadas, y, de PAM que aportan al Ramal Sur.



23.- Gráfico - Porcentajes Volúmenes de Crudo Entregados en Lago Agrio – 2013 – Ramal Sur

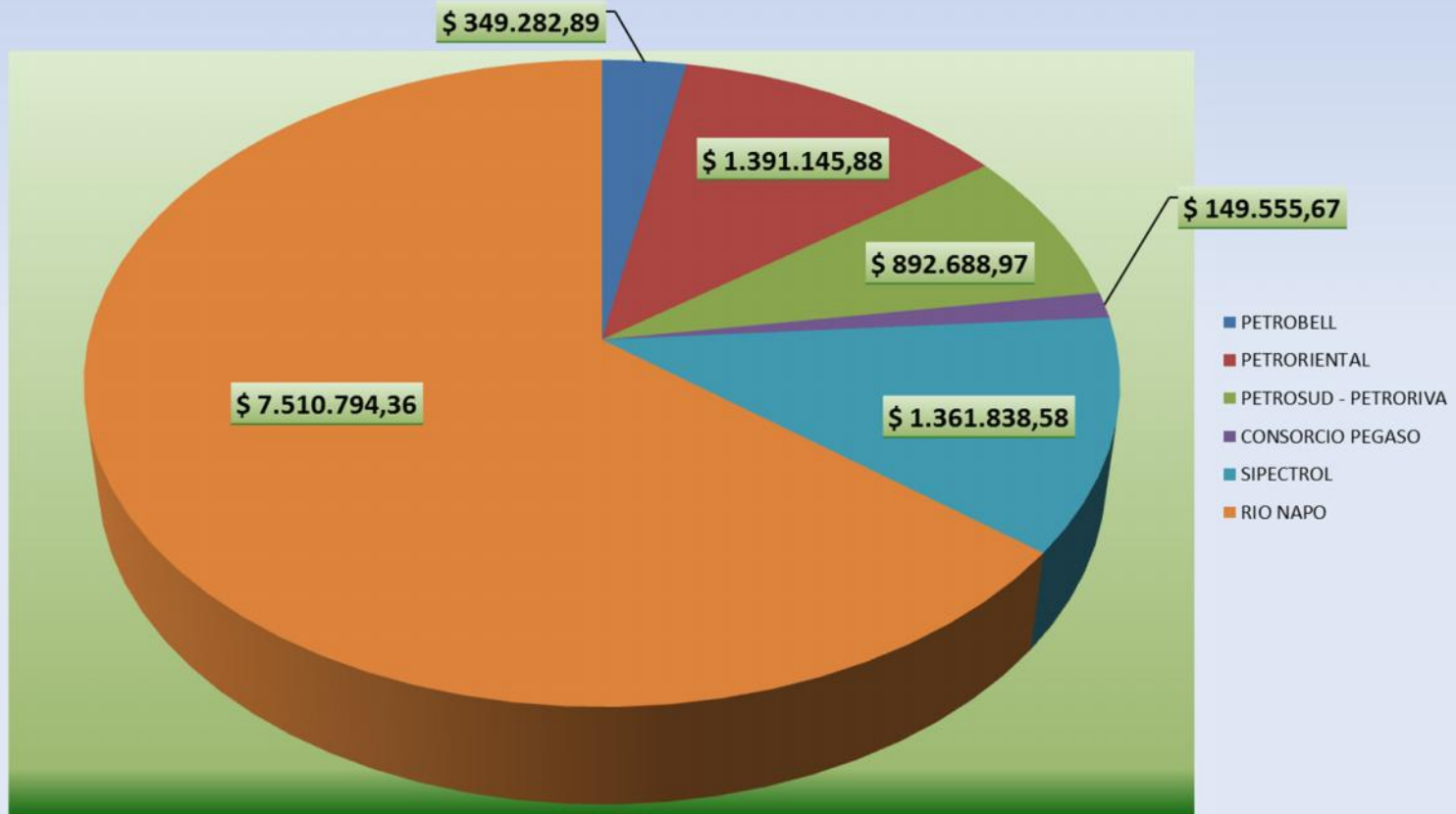
Del gráfico elaborado para la transferencia del año 2013, se puede observar que el 39,67 % que representan 39'904.662,95 BLS corresponde al aporte de las Operadoras Privadas; el 18,18 % cuyo volumen es 18'285.404,00 BLS, corresponde al volumen de PAM EP que no es considerado para el cálculo de las diferencias y el 46,62 % con su volumen 46'887.249,07 BLS corresponde a PAM EP volumen sobre el cual se determinan las diferencias.

En el Oficio Nro. ARCH-DTCH-TA-2014-0047-OF del 5 de febrero de 2014, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero textualmente describe:

“... las diferencias de PETROAMAZONAS EP (Fiscalizado vs Campo) comparado con el porcentaje máximo permitido por la Norma OIML R – 117, la cual indica que para sistemas de medición en ductos, el porcentaje máximo recomendado como diferencias es de +/- 0.3 %, este valor se toma como referencia para el análisis”.

Acogiendo lo determinado, si la base para el análisis de las diferencias es +/- 0.3 %, esta base se debería distribuir entre todos los volúmenes parciales que aportan al volumen total cuantificado en Lago Agrio, lo especificado en la Norma está sustentado en una investigación de Incertidumbres y es un valor que debe ser considerado; debiendo por lo tanto distribuir a todos los aportantes al Ramal Sur de PAM EP; se asignaría entonces a las Operadoras Privadas el correspondiente porcentaje y por ende el monto económico que el Estado dejaría de cancelarlas por cada barril de petróleo entregado constituyéndose en un ahorro, lo dicho se resume en el siguiente gráfico:

MONTO DE LAS DIFERENCIAS CORRESPONDIENTE AL 0,3% US\$



24.- Gráfico - Monto que se Aplicaría a las Operadoras Privadas - Diferencial 0.3 %

Los valores indicados en el gráfico, se encuentran detallados en el siguiente cuadro:

OPERADORA PRIVADA	CAMPO	VOLUMEN TOTAL ENTREGADO A PAM 2013 BLS	% EQUIVALENTE AL 0,3 % DE PÉRDIDA	VOLUMEN CORRESPONDIENTE AL 0,3 % BLS	MONTO DE LAS DIFERENCIAS DEL 0,3 % US\$	DIFERENCIA TOTAL CORRESPONDIENTE AL 0,3 % BLS	VOLUMEN TOTAL ENTREGA AL SOTE BLS
PETROBELL	TIGUINO	1.195.853,02	1,19 %	3587,54	\$ 349.282,89	301.737,91	100.579.706,35
PETROORIENTAL	BOLQUE 14 y 17	4.762.913,06	4,74 %	14288,68	\$ 1.391.145,88		
PETROSUD - PETRORIVA	PINDO	2.025.294,25	2,01 %	6075,86	\$ 591.545,73		
	PALANDA YUCA SUR	1.031.034,93	1,03 %	3093,09	\$ 301.143,24		
CONSORCIO PEGASO	PUMA	512.037,55	0,51 %	1536,11	\$ 149.555,67		
SIPECTROL	MDC	3.826.201,71	3,80 %	11478,56	\$ 1.117.552,60		
	PARAISO	836.371,08	0,83 %	2509,1	\$ 244.285,98		
RIO NAPO	SACHA	25.714.957,35	25,57 %	77144,56	\$ 7.510.794,36		
Totales		39.904.662,95	39,67 %	119.713,50	\$ 11.655.306,36		

Tabla No. 17.- Detalle del Monto Aplicable a las Operadoras Privadas correspondiente al 0.3 %

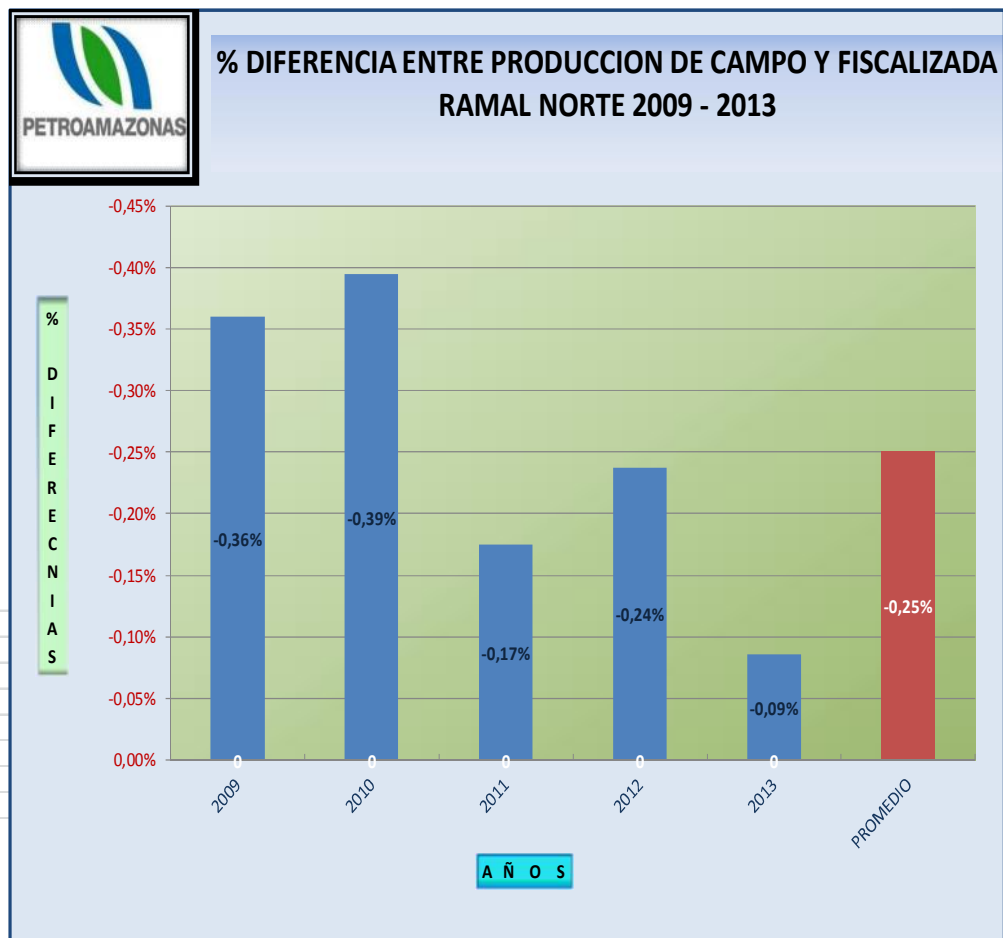
Del cuadro podemos ver que el Estado ecuatoriano pudo ahorrar US\$ 11'655.306,36 durante el transporte de crudo desde las estaciones de producción de petróleo hacia Lago Agrio, por concepto de pérdidas y diferencias.

Como información en el Ramal Norte, presentamos un gráfico con las diferencias para el mismo período 2009 – 2013 y se puede observar que son muy bajas inclusive menores a lo estipulado en la Norma.

Con la consideración que el volumen de petróleo aportado a este Ramal actualmente es de PETROAMAZONAS EP en un 96.46 % del volumen total. Desde inicios del 2013 inició sus operaciones la Empresa Privada DGC en el campo SINGUE.

RESUMEN DIFERENCIAS PRODUCCION REPORTADA DE CAMPO VS FISCALIZADA RAMAL NORTE 2009 - 2013

RESUMEN PRODUCIDO VERSUS FISCALIZADO RAMAL NORTE 2009 - 2013					
AÑOS	FISCALIZADO BLS	PRODUCIDO BLS	DIFEREN BLS	DIFEREN %	PROMEDIO
2009	18.898.754,10	18.966.873,89	-68.119,78	-0,36%	
2010	18.925.966,95	19.000.582,80	-74.615,85	-0,39%	
2011	18.760.116,29	18.792.885,73	-32.769,44	-0,17%	
2012	18.896.597,44	18.941.490,44	-44.893,00	-0,24%	
2013	19.973.834,19	19.991.003,11	-17.168,92	-0,09%	
PROMEDIO	19.091.053,79	19.138.567,19	-47.513,40	-0,25%	-0,25%
TOTAL	114.546.322,77	95.864.529,28	-237.567,00		



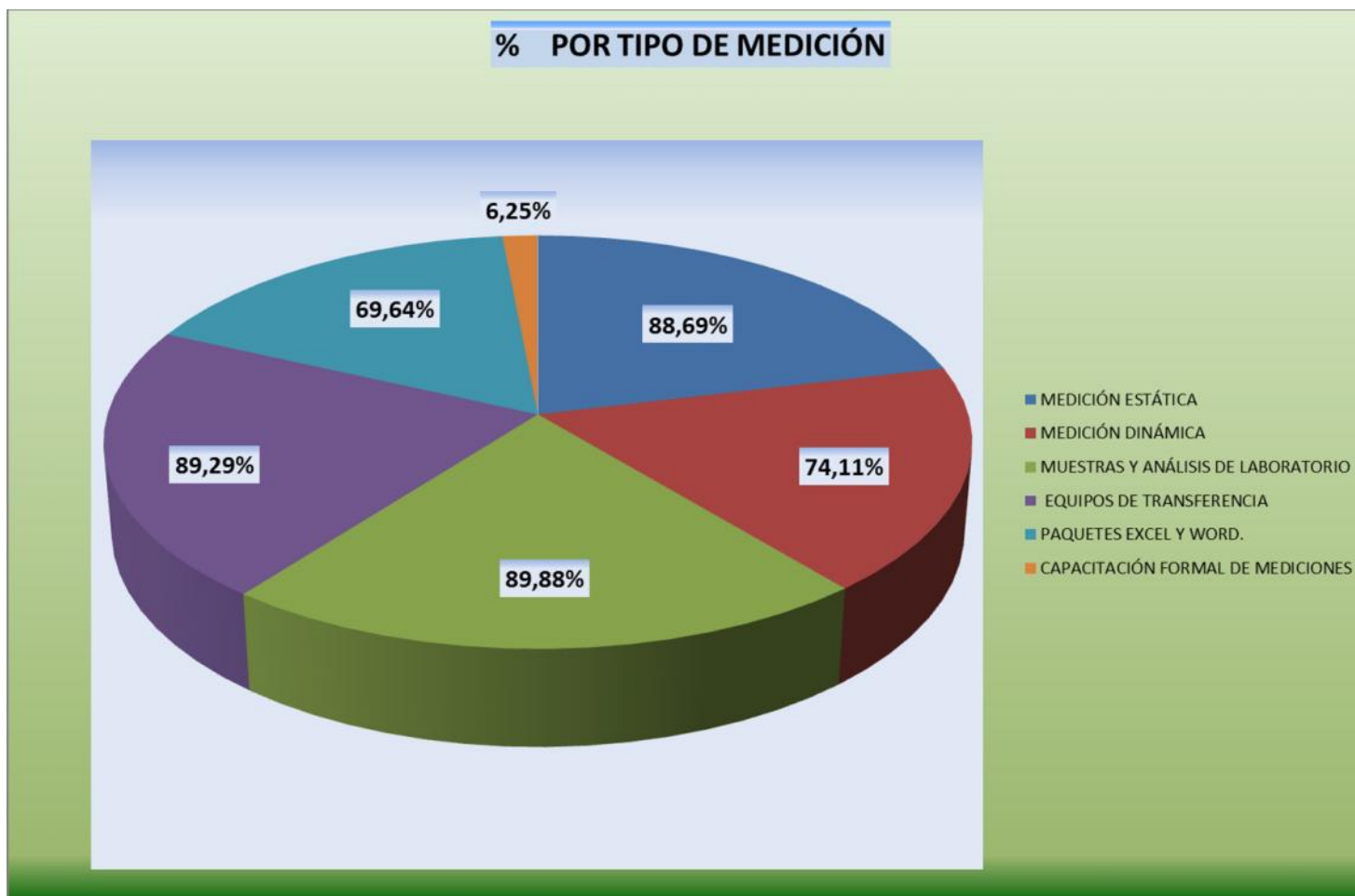
25.- Gráfico - Porcentaje de Diferencias Ramal Norte 2009 - 2013

2.7.2 CAPACITACIÓN AL PERSONAL DE OPERACIONES

Una vez determinadas estas diferencias se procede a elaborar un plan de acción que coadyuve a la disminución definitiva de las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada en el Ramal Sur de PETROAMAZONAS EP. Para ello se determina que es importante la capacitación técnico – académica.

2.7.2.1 Encuesta al Personal de Operación

Con el propósito de determinar el nivel de conocimiento del personal de operaciones responsables de las mediciones, se realizó una encuesta que se encuentra en el Anexo No. 7, el resumen gráfico de los resultados se muestran en el siguiente gráfico:



26.- Gráfico - Porcentaje Conocimientos y capacitación de Operadores por tipo de Medición

De la encuesta realizada se puede determinar que el 88,69 % de los operadores tienen conocimiento de medición estática; el 74,11 % conoce de la medición dinámica; el 89,88 % tiene conocimiento y realiza análisis de laboratorio; el 89,29 % del personal tiene conocimiento de los sistemas de transferencia; el 69,64 % maneja paquetes computacionales Excel y Word; pero solo el 6,25 % ha recibido capacitación formal en los temas mencionados. Dando como resultado que el 93,75 % del personal realiza las actividades de medición de forma empírica, con las instrucciones que alguien le compartió o por la experiencia.

2.7.3 DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CAMPO

La producción de campo está determinada por las pruebas de producción que se realiza a los pozos petroleros, en los equipos llamados separadores de prueba, en estos se cuantifica el petróleo, gas y agua.

En algunos casos esta cuantificación se lo realiza en tanques y su determinación se denomina prueba contra tanque, en estos casos se cuantifica el volumen de petróleo y el de agua.

2.7.3.1 Separadores de Prueba

En el Anexo No. 8 se indica el campo, las estaciones de producción, el número de separadores disponible, capacidad, frecuencia y período de pruebas que se realiza a un pozo petrolero, pertenecientes al Ramal Sur.

Del análisis del cuadro se puede observar que únicamente 3 estaciones cuentan con taques para realizar las llamadas “Pruebas contra Tanque”, que es otra forma de determinar el volumen de fluido y de crudo que aporta el pozo petrolero, el resto de estaciones cuentan con separadores de prueba.

El promedio del período de frecuencia de días en los cuales se realiza la determinación del volumen de fluido de los pozos petroleros en los separadores de prueba es 5 días por cada pozo, pero existen estaciones como se puede observar en el cuadro que se realiza en períodos de menor número de días.

De acuerdo a lo consultado al personal de operaciones, la fluidez de los pozos tiene diferentes características definiendo como: estables, intermitentes e inestables; a los pozos estables se les realiza la prueba por períodos de tiempo mas largos, ya que éstos no presentan cambios repentinos, a los pozos intermitentes se les debe realizar una prueba de 24 horas, para determinar su real potencial y a los pozos inestable se les direcciona al separador de prueba con mayor frecuencia.

Todos estos pozos petroleros son también monitoreados en el subsuelo, es decir en la parte interna del pozo, este monitoreo ayuda a determinar el funcionamiento interno del mismo, cuando se avizora que existen problemas de fondo, inmediatamente solicitan que se realice una prueba en el separador para verificar que los datos obtenidos en fondo son reales.

3. CAPÍTULO III

3.1 ESTRATEGIAS PARA DISMINUIR LAS DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO REPORTADA DE CAMPO VERSUS LA FISCALIZADA EN EL RAMAL SUR DE PETROAMAZONAS EP.

A pesar de los proyectos ejecutados y los esfuerzos del personal de RODA por mantener estas diferencias dentro de lo estipulado por las Normas y exigidos por los Entes de Control, persiste todavía una brecha de diferencias descrito en el capítulo anterior, misma que se encuentran fuera de la normativa, obligando a ejecutar algunas acciones tendientes a disminuir estas diferencias.

3.1.1 CAPACITACIÓN

De los resultados de la investigación, se concluye que es imprescindible la capacitación al personal de operaciones, especialmente a los operadores que realizan las actividades inherentes a: medición del nivel de los tanques al cierre del día fiscal; cambio de boletas en los cabezales de impresión de los medidores tipo desplazamiento positivo, el ingreso de los datos presentados por el personal de laboratorio para recálculo de los reportes emitidos por el computador de flujo y el análisis de las muestras de petróleo crudo realizado por centrifugación.

Por lo tanto, la capacitación al personal debe ser dirigida de acuerdo a las actividades que desempeña dentro de la operación, a sus necesidades y al nivel de conocimiento académico, con el propósito que la capacitación sea una ayuda para desempeñar de mejor forma sus actividades diarias.

3.1.2 PRODUCCIÓN REPORTADA

De la misma forma, la precisión, exactitud y veracidad de los datos emitidos por el operador de planta referente a los resultados obtenidos de las pruebas de pozo deben estar lo más cercano a lo real, puesto que estas actividades determinan el potencial del campo que constituye la producción que se reportará el campo.

De acuerdo al análisis realizado al proceso de pruebas de pozos, el personal de Ingeniería de Petróleos manifiesta que un pozo petrolero no puede presentar un cambio drástico, de un día para otro, y si eso sucede los equipos de monitoreo detectan inmediatamente, como también existen tendencias que Ellos van determinando de acuerdo al control de los parámetros que realiza en fondo, por lo tanto; la cantidad de separadores de prueba instalados se encuentran acorde a las necesidades de cada campo y estación de producción de petróleo.

3.1.3 ACCIONES EN LOS CENTROS DE FISCALIZACIÓN

En los centros de medición y fiscalización se puede avizorar que existen equipos y dispositivos que permiten su manipulación, haciendo que los valores controlados, visualizados y medidos no sean los correctos.

Para corroborar esta situación se realizaron pruebas tendientes a demostrar el grado de manipulación y fragilidad de alteración que presentan algunos equipos y dispositivos, por lo tanto; es necesario realizar las inspecciones visuales diarias a todos los equipos de los centros de

medición y fiscalización, además se realice periódicamente una inspección minuciosa en la cual se incluya las tareas indicadas en el cuadro siguiente:

DETALLE DE ACTIVIDADES DURANTE LAS INSPECCIONES	
INSPECCIÓN DE LAS FACILIDADES CENTROS DE FISCALIZACIÓN.	
	Líneas que entran y salen del centro de fiscalización
	Líneas del toma muestras automático (sampler)
	Líneas neumáticas de control
	Líneas de drenajes
	Estado del toma muestras automáticas
	Estado de Medidores
	Estado de instrumentación asociada
INSPECCION DE SEGURIDADES EN EQUIPOS Y DISPOSITIVOS MANIPULABLES	
	Toma muestras automático
	Sensor de corte de agua
	Medidores
	Líneas de calibración
	Filtros
	Determinar la posibilidad de colocar sellos en los cabinetes del computador
VERIFICACIÓN VALORES DE SETEO EXISTENTES EN EL COMPUTADOR DE FLUJO.	
	Funcionamiento de las pantallas del computador de flujo
	Visualizar y registrar parámetros del computador de flujo (Q, P, T, BSW)
	Verificación del factor de los medidores
	Lectura de alarmas en pantalla del computador de flujo
	Revisión de alarmas ingreso de usuarios y tendencias de Q, P, T y BSW
	Revisión registro de pulsos en los canales del UPT
	Desacrga de registros de alarmas y eventos con fucionarios de la ARCH
	Valor por default del monitor de corte de agua
	Valor de seteo para accionamiento del sistema de rehazo
	Rango total de BSW permisible.
	Rango de los transmisores coincida con la configuración del computador de flujo.
	Certificados de calibración de los transmisores
SIMULACIONES	
	De falla sensor de corte de agua
	Agua en crudo superior al 1%
	Agua sobre el rango máximo permisible
	Calibración y simulación de entradas analógicas al computador de flujo.
CAMBIO DE CLAVE	
	Introducción de nueva clave. Funcionario de ARCH

3.1.4 MATERIALES NECESARIOS PARA LA MEDICIÓN ESTÁTICA Y DINÁMICA.

Las mediciones, además de la destreza y conocimiento para realizarlo es necesario disponer de los materiales adecuados y necesarios, con sus debidos certificados.

3.1.4.1 Medición Estática

Actualmente se dispone de cintas y plomadas para la medición de nivel de los tanques de almacenamiento en algunas estaciones que no presentan su certificación, es necesario realizar una compra de estos equipos, con el propósito de garantizar la confiabilidad de las mediciones de nivel.

3.1.4.2 Medición Dinámica

Referente a la medición dinámica, los centros de medición y fiscalización de PETROAMAZONAS EP, disponen de un sistema de monitoreo en tiempo real, el propósito es observar los parámetros de las mediciones durante la transferencia.

De acuerdo lo descrito en el análisis de las diferencias del Ramal Sur, un porcentaje apreciable del volumen entregado corresponde a las Operadoras Privadas, por lo tanto: es necesario la implementación de los equipos de monitoreo en tiempo real para la visualización de los parámetros de medición durante la transferencia del petróleo crudo cuantificado en los centros de fiscalización y entrega, mismos que son operados por las Empresa Privadas.

3.1.4.3 Análisis De Laboratorios

Durante la transferencia de petróleo crudo efectuado desde los campos de producción de PAM EP y de las Operadoras Privadas, realizar un análisis de las muestras puntuales tomadas en los lugares de entrega, con una periodicidad de dos horas, esto ayuda a verificar que el petróleo entregado se encuentra dentro de especificaciones, esta tarea es adicional a la que se determina en el toma muestras automático ubicado en los centros de medición y fiscalización.

3.1.5 FUNDAMENTOS LEGALES

Por disposición de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero el cálculo de las diferencias, hasta la presente fecha solo se aplican a los campos de PETROPRODUCCIÓN hasta el 2009 y Gerencia de Exploración y Producción hasta el 2012, no obstante en el oleoducto del Ramal Sur se recibe toda la producción de petróleo de este Sector incluido la producción de las Operadoras Privadas, sin embargo éstas se encuentran exentas de la aplicación de estas diferencias.

3.1.5.1 Acciones con la ARCH

Las acción con la ARCH es hacer llegar vía oficio los análisis y conclusiones a las que se llegó luego de la investigación realizada a la forma de cálculo de estas diferencias, con el propósito de emprender los correctivos para la determinación real de las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada correspondiente al Ramal Sur y por ende lo correspondiente al Ramal Norte.

Lo más importante es que estas diferencias establecidas por las Normas y avaladas por la ARCH se distribuyan entre todos los aportantes al Ramal Sur de PETROAMAZONAS EP; considerando además el mismo tratamiento para la Operadora Privada del Ramal Norte.

3.1.5.2 Acciones con la Secretaría de Hidrocarburos (SHE)

A partir de la suscripción de los nuevos contratos a Prestación de Servicios, la Secretaría de Hidrocarburos es el Administrador de todos los contratos suscritos entre las Operadoras Privadas y el Estado Ecuatoriano.

También se debe realizar la misma acción con la SHE, mediante comunicaciones oficiales ponerles en conocimiento de los resultados obtenidos de esta investigación y solicitar se proponga una enmienda a los contratos suscritos, debido a que la Secretaría de hidrocarburos suscribió los Contratos con las Operadoras Privadas en representación del Estado Ecuatoriano, además son los Administradores de los mismos. El propósito es distribuir el porcentaje de diferencias (± 0.3) a todos los volúmenes que aportan al Ramal Sur de PETROAMAZONAS EP, que la Normativa establece como válida y la ARCH así lo exige.

Además se propone tener un monitoreo en tiempo real de los parámetros de medición generados en los centros de fiscalización de las Operadoras Privadas en nuestro Sistema SCADA, similar al que se tiene de los centros de medición de PETROAMAZONAS EP. Para ello es necesario que la Secretaría de Hidrocarburos revise los contratos suscritos con las Operadoras Privadas para viabilizar una enmienda, de ser procedente, o se elabore un convenio que nos faculte realizar la implementación de nuestros equipos de comunicación en los centros de

fiscalización de las Empresas mencionadas, esto nos permitirá monitorear los parámetros de medición del volumen de petróleo transferido.

3.1.6 TRABAJO CONJUNTO

A pesar de que la recepción, almacenamiento, transporte y entrega al SOTE del petróleo crudo y la determinación de las diferencias es responsabilidad del RODA de PAM EP, la elaboración de los reportes diarios de producción de campo es competencia del personal de Operaciones Producción, las calibraciones y certificación de los medidores de flujo y la instrumentación asociada a las mediciones corresponde al Área de Mantenimiento.

Como se puede observar, existen varios Departamentos Técnicos Operativos que intervienen para la realización de una buena medición; por lo tanto, la determinación de las diferencias dependen de los equipos de medición y también de las diferentes Áreas relacionadas.

Para ello es importante que desde las Gerencias de campo exijan que se realice el trabajo enmarcado en la transparencia y el profesionalismo, sobre todo en lo referente a la determinación de los potenciales de producción de cada campo.

Es necesario que Integridad Mecánica realice la limpieza y mantenimiento del derecho de vía para evitar las conexiones clandestinas al oleoducto y las pérdidas de petróleo por hurto.

CONCLUSIONES

Luego de realizado la presente investigación, y con el propósito de minimizar las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada, se llegó a las siguientes conclusiones:

- El diagnóstico realizado a las causas del problema fueron correctamente orientados, de tal manera que las actividades ejecutadas resultaron muy efectivas.
- Los estudios realizados para la factibilidad, solicitud, aprobación y ejecución de los proyectos tendientes a disminuir esas diferencias, fueron elaborados con criterio profesional que ayudaron para la disminución de las diferencias.
- La inversión realizada minimizó las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada de millones de barriles hasta el año 2008 a cientos de miles de barriles desde el año 2009 en adelante.
- De la investigación realizada se concluye que PETROAMAZONAS EP puede reducir aún mas las diferencias si se realizan e implementan las actividades que se detallan en el capítulo III.
- El Estado Ecuatoriano ahorrará millones de dólares, si a través de sus Entes de Control: la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero; y en especial la Secretaría de Hidrocarburos, facilitan la viabilidad para distribuir las diferencias que la Norma establece ($\pm 0,3$) entre todos los aportantes al Ramal Sur de PETROAMAZONAS EP, que es donde se encuentran todas las Operadoras Privadas.

RECOMENDACIONES

Para conseguir que las diferencias entre la producción de petróleo reportada de campo versus la fiscalizada disminuyan se recomienda:

- Realizar las gestiones correspondientes hacia los Entes de Control, con el propósito de lograr que las diferencias establecidas por la Norma y exigidas por la ARCH, ($\pm 0,3$), sean distribuidas a todos los usuarios del RODA Ramal Sur perteneciente a PETROAMAZONAS EP.
- Realizar el mantenimiento de los derechos de vía por donde se atraviesan los oleoductos secundarios de PAM EP, con el propósito de facilitar la inspección visual de estas líneas y determinar la existencia de las conexiones clandestinas “PINCHAZOS” que representan una pérdida para el Estado ecuatoriano.
- Realizar las gestiones con la Secretaría de Hidrocarburos, para viabilizar la integración de los datos emitidos por los equipos y dispositivos de medición que constituyen los centros de fiscalización de las Operadoras Privadas al sistema SCADA propiedad de PAM EP.
- Orientar al Personal de operaciones a través de Recursos Humano para establecer los cursos de capacitación adecuados para cada sección e impartirlos, reforzando con la parte académica a su vasta experiencia, esto ayudará a que las operaciones correspondientes a las mediciones se realicen de una forma mas técnica y con los conocimientos adecuados.
- Realizar un análisis de los equipos y materiales necesarios para cumplir de mejor forma las operaciones de medición, análisis de laboratorios y transporte del petróleo crudo.

- Establecer un cronograma para realizar la inspección de los centros de fiscalización de las Operadoras Privadas, con el propósito de verificar el buen funcionamiento de los equipos, dispositivos y señales emitidos para el cálculo del volumen entregado a PETROAMAZONAS EP a través de RODA.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y BIBLIOGRAFÍA

EMPRESA ESTATAL PETRÓLEOS DEL ECUADOR - PETROECUADOR. (2007).

INFORME ESTADÍSTICO 1972 - 2006. Quito: GERENCIA DE ECONOMÍA Y FINANZAS .

EMPRESA ESTATAL PETRÓLEOS DEL ECUADOR - PETROECUADOR. (2008).

IIFORME ESTADÍSTICO 2007 - 2009. Quito: GERENCIA DE ECONOMÍA Y FINANZAS.

Dirección General de calidad Ambiental del Departamento de Agricultura, ganadería y medio Ambiente del Gobierno de Aragón. (Mayo de 2012). *Guia para la elaboración de un Plan de Acción*. Recuperado el julio de 2014, de

www.aragon.es/estaticos/GobiernoAragon/.../702_GUÍAACCEL.pdf

EP PETROECUADOR. (2014). *IIFORME ESTADÍSTICO 2010 - 2013*. Quito: GERENCIA GENERAL.

Instituto Nacional de las Mujeres. México DF. (s.f.). *Plan de Acción del Programa de Cultura Institucional*. Recuperado el julio de 2014, de www.ehowenespanol.com

MANUAL DE ESTÁNDARES DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO (MPMS -API). (2012).
NORMATIVA REFERENTE A LAS MEDICIONES Y CÁLCULOS. *NORMAS API - MPMS*. USA.

Marqués, E. J. (octubre de 2009). *Método de la Observación*. Recuperado el Julio de 2014, de <https://proyectoempresarial.files.wordpress.com>

MENGUAL, I. F. (2014). *CONTROL DE PÉRDIDAS Y FISCALIZACIÓN EN TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS*. QUITO.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS - DIVISIÓN TÉCNICA DE FISCALIZACIÓN. (AGOSTO de 2001). *NORMAS TÉCNICAS PARA LA FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS*. VENEZUELA.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS ECUADOR. (26 de Febrero de 2000). *ACUERDO MINISTERIAL - 014. ACUERDO MINISTERIAL - 014*. Quito, Pichincha, ECUADOR.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS ECUADOR. (26 de Septiembre de 2002). *REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS. REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS*. Quito, Pichincha, Ecuador.

Morone, G. (s.f.). *Métodos y técnicas de la Investigación Científica*. Recuperado el Agosto de 2014, de biblioteca.ucv.cl/site/servicios/

Obregón, J. R. (s.f.). *El Método Estadístico - Facultad de Medicina - UNAM*. Recuperado el AGOSTO de 2014, de www.facmed.unam.mx/deptos/salud/censenanza/

OLADE. (2006). *CONSULTORÍA TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN YBTRANSPORTE DISTRITO AMAZÓNICO - PETROPRODUCCIÓN*. QUITO: OLADE.

Óscar Ávila, M. (s.f.). *Cómo crear un Plan de Acción Efectivo en 10 Pasos*. Recuperado el julio de 2014, de es.wikihow.com > ...

PETROAMAZONAS EP - RODA. (2013). *BALANCES MENSUALES DE LAS DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN REPORTADADA DE CAMPO VS LA FISCALIZADA. DIFERENCIAS MENSUALES*. NUEVA LOJA, SUCUMBÍOS, ECUADOR: DOCUMENTACIÓN ARCHIVADA RODA 2005 - 2013.

PETROPRODUCCIÓN FILIAL DE PETROECUADOR. (2000). *CREACIÓN DE RODA*. RESOLUCIÓN Nro. 20036-PRESAD-RIN-RH-2000, QUITO.

Relaciones Industriales PETROECUADOR. (2007). *DIFERENCIA ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y PRODUCCIÓN REPORTADA DE CAMPOS*. BOLETÍN , PETROECUADOR, Quito.

Restrepo Mesa, M. C., & Tabares Idárraga, L. E. (s.f.). *Ciencias Humanas - Métodos de Investigación en educación*. Recuperado el julio de 2014, de www.utp.co/chumanas/revistas/revistas/rev21/restrepo.htm

RUEDA, I. E. (2008). *MEDICIÓN Y CUSTODIA DE HIDROCARBUROS - MEDIODRES PARA MINIMIZAR DIFERENCIALES*. ECOPETROL.

SECRETARÍA NACIONAL DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO - SENPLADES. (2013). PLAN NACIONAL DE DESARROLLO/ PLAN NACIONAL PARA EL BUEN VIVIR 2013-2017. *PLAN NACIONAL DE DESARROLLLO PARA EL BUEN VIVIR*. Quito, Pichincha, Ecuador.

TAPIA, C. I. (2006). *EXAMEN ESPECIAL A LAS DIFERENCIAS ENTRE LA PRODUCCIÓN REPORTADA DE CAMPO Y LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETROPRODUCCIÓN*. QUITO: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO.

ANEXOS