

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS**

**DISEÑO DEL CUADRO DE MANDO INTEGRAL (CMI)  
PARA LA GERENCIA DE OLEODUCTO DE PETROECUADOR**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE  
MAGÍSTER EN GERENCIA EMPRESARIAL (MBA)**

**MILTON ALFONSO JIMÉNEZ LÓPEZ**

**DIRECTOR: DR. ING. FÉLIX E. VACA O.**

**Quito, noviembre 2007**

## DECLARACIÓN

Yo Milton Alfonso Jiménez López declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

**Milton Alfonso Jiménez López**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Milton Alfonso Jiménez López, bajo mi supervisión.

---

**Dr. Ing. Félix E. Vaca O.**  
**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTO**

Mi agradecimiento a la Escuela Politécnica Nacional que me forjó como un profesional responsable y ético, que con su excelente cuerpo docente sembró en mí la simiente del conocimiento.

Al Dr. Ing. Félix Vaca, director de la presente tesis, quien creyó y apoyó esta idea que ahora se concreta, gracias a su guiar permanente, para conseguir una Visión Estratégica necesaria en la gestión administrativa de la Gerencia de Oleoducto de Petroecuador, institución a la que me debo y de la cual también estoy agradecido.

A los Ingenieros Ricardo Monar y Patricio López, distinguidos profesores de Escuela Politécnica Nacional, miembros del Tribunal Examinador, que con su experiencia, también aportaron para la consecución del presente trabajo, a ellos también estoy agradecido.

## **DEDICATORIA**

**El presente trabajo dedico:**

**A mi esposa Pati, que con amor, y comprensión apoya mi diario trajinar.**

**A mi hijo César Alfonso, regalo divino que ha llenado de felicidad y esperanza mi vida.**

**A toda mi familia, mi Madre, mis Hermanos y mi Padre que desde el cielo protege a los míos.**

**A mis amigos, compañeros y al principal de ellos Mi Dios.**

**Para ellos este esfuerzo.**

**Alfonso Jiménez**

## CONTENIDO

ÍNDICE DE TABLAS.....	4
ÍNDICE DE FIGURAS .....	6
PRESENTACIÓN .....	8
RESUMEN .....	9
<b>CAPÍTULO 1: ANTECEDENTES.....</b>	<b>11</b>
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA. ....	11
1.1.1 ORGANIZACIÓN .....	11
1.1.2 MARCO LEGAL .....	14
1.1.3 INFRAESTRUCTURA.....	15
1.1.4 INFORMACIÓN FINANCIERA.....	27
1.1.5 REQUERIMIENTOS DE LOS CLIENTES.....	32
1.1.6 ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA Y DEL MERCADO.....	34
1.1.7 INFORMACIÓN DE OTROS GRUPOS DE INTERÉS.....	43
1.1.8 CADENA DE VALOR DE LA GERENCIA DE OLEODUCTO .....	45
1.1.9 OPERACIÓN DEL OLEODUCTO.....	46
1.1.10 GESTIÓN DE RECURSOS HUMANOS .....	48
1.2 SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA DEL PAÍS.....	50
1.2.1 SISTEMA PETROECUADOR.....	50
1.2.2 ASIGNACIÓN DE BLOQUES PETROLEROS.....	61
1.2.3 RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	68
1.2.4 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN 2007-2026 .....	70
1.3 SITUACIÓN DE LA GERENCIA DE OLEODUCTO.....	72
1.3.1 TENDENCIAS PEST. ....	72
1.3.2 ANÁLISIS DE LAS CINCO FUERZAS COMPETITIVAS DE PORTER.....	76
1.3.3 ANÁLISIS FODA.....	77
1.4 ESQUEMA DE LA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA ACTUAL .....	81

<b>CAPÍTULO 2: VISIÓN Y ESTRATEGIA .....</b>	<b>83</b>
2.1 PLANEACIÓN ESTRATÉGICA ACTUAL.....	83
2.1.1 MISIÓN .....	84
2.1.2 VISIÓN AL 2008 .....	84
2.1.3 VALORES.....	84
2.1.4 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS Y OPERATIVOS .....	86
2.2 EVALUACIÓN DE ACTUALES METAS Y OBJETIVOS. ....	88
2.2.1 INTRODUCCIÓN .....	88
2.2.2 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN .....	89
2.2.3 RESUMEN DE LOS CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN .....	90
2.2.4 RECOMENDACIONES GENERALES RESULTADO DE LA EVALUACIÓN.....	101
2.3 NUEVA VISIÓN Y ESTRATEGIA .....	102
2.3.1 INTRODUCCIÓN TEÓRICA .....	102
2.3.2 ANTECEDENTES PARA LA NUEVA ESTRATEGIA .....	108
2.3.3 LINEAMIENTOS DE INSTITUCIONES SUPERIORES .....	110
2.3.4 NUEVA VISIÓN Y ESTRATEGIA DE LA GERENCIA DE OLEODUCTO.....	113
<b>CAPÍTULO 3: CUADRO DE MANDO INTEGRAL .....</b>	<b>117</b>
3.1 SISTEMA DE CONTROL DE GESTIÓN (SCG).....	117
DEFINICIÓN.....	117
RELACIÓN CONTROL DE GESTIÓN, ESTRATEGIA Y ESTRUCTURA ...	119
3.2 CUADRO DE MANDO INTEGRAL .....	122
3.2.1 ANTECEDENTES.....	122
3.2.2 DESCRIPCIÓN DEL CMI.....	122
3.2.3 PERSPECTIVA FINANCIERA .....	132
3.2.4 PERSPECTIVA DE LOS CLIENTES .....	138
3.2.5 PERSPECTIVA DE PROCESOS INTERNOS .....	140
3.2.6 PERSPECTIVA DE APRENDIZAJE Y CRECIMIENTO.....	143

3.3	CONSTRUCCIÓN DEL CUADRO DE MANDO INTEGRAL DE LA GERENCIA DE OLEODUCTO.....	150
3.3.1	PERSPECTIVA FINANCIERA .....	150
3.3.2	PERSPECTIVA DE LOS CLIENTES .....	151
3.3.3	PERSPECTIVA DE PROCESOS INTERNOS .....	152
3.3.4	PERSPECTIVA DE APRENDIZAJE Y CRECIMIENTO .....	153
3.3.5	INDICADORES, METAS E INICIATIVAS.....	155
3.4	MAPA ESTRATÉGICO DE LA GERENCIA DE OLEODUCTO.....	174
	<b>CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>176</b>
4.1	CONCLUSIONES .....	176
4.2	RECOMENDACIONES.....	183
	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>186</b>
	<b>ANEXO No. 1: DIAGRAMA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA ACTUAL .....</b>	<b>188</b>
	<b>ANEXO No. 2 DEFINICIONES Y EVALUACIÓN PLANEACIÓN ESTRATÉGICA ACTUAL.....</b>	<b>190</b>
	DEFINICIONES .....	190
	EVALUACIÓN PLANEACIÓN ESTRATÉGICA 2004 - 2008 .....	196
	OBJETIVO ESTRATÉGICO 1 .....	196
	OBJETIVO ESTRATÉGICO 2 .....	209
	OBJETIVO ESTRATÉGICO 3 .....	218
	OBJETIVO ESTRATÉGICO 4 .....	225
	RECOMENDACIONES GENERALES .....	233
	<b>ANEXO No. 3 PLAN DE ACCIÓN CONCRETO.....</b>	<b>234</b>
	<b>ANEXO No. 4 MEMORIA CÁLCULOS INDICADORES ESTRATÉGICOS.....</b>	<b>240</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla No. 1 Datos Estaciones de Bombeo.....	20
Tabla No. 2 Datos estaciones reductoras de presión.....	21
Tabla No. 3 Indicadores Financieros de la Gerencia de Oleoducto .....	27
Tabla No. 4 Presupuesto Operativo de la Gerencia de Oleoducto .....	28
Tabla No. 5 Balance General de la Gerencia de Oleoducto.....	29
Tabla No. 6 Ingresos por transporte de crudo de compañías privadas .....	30
Tabla No. 7 Volumen transportado por el OCP por compañía, año 2006 .....	37
Tabla No. 8 Capacidad garantizada en el OCP y % de ocupación en el 2006.....	37
Tabla No. 9 Crudo transportado por el SOTE en el Año 2006. ....	38
Tabla No. 10 Premisas para las Tablas 9 y 11 .....	38
Tabla No. 11 Resumen crudo transportado por el SOTE, Año 2006.....	39
Tabla No. 12 Determinación del costo marginal de transporte en el SOTE .....	41
Tabla No. 13 Precios de los crudos Oriente Napo .....	43
Tabla No. 14 Volúmenes de crudo transportado 1997 – 2006 .....	48
Tabla No. 15 Resumen del personal que labora en la Gerencia de Oleoducto....	48
Tabla No. 16 Cifras de PETROECUADOR y la Economía Nacional, año 2006... 54	
Tabla No. 17 Balance General de PETROECUADOR, años 2005 y 2006.....	55
Tabla No. 18 Estado de Resultados PETROECUADOR, años 2005 y 2006. ....	56
Tabla No. 19 Importación de derivados en el año 2006. ....	58
Tabla No. 20 Ejecución del presupuesto de inversiones de PETROECUADOR..	61
Tabla No. 21 Contratos de participación. ....	63
Tabla No. 22 Campos Marginales .....	64
Tabla No. 23 Resumen de los Resultados de Planeación Estratégica.....	89
Tabla No. 24 Metas de ahorro en costos operativos .....	90
Tabla No. 25 Ejecución del presupuesto de gastos operativos .....	91
Tabla No. 26 Resultados del Indicador Estratégico I2.....	94
Tabla No. 27 Indicador de Disponibilidad del SOTE. ....	96
Tabla No. 28 Evaluación de la entrega de crudo a refinerías.....	98
Tabla No. 29 Tipos de Indicadores de Gestión. ....	127
Tabla No. 30 Formato para registro y seguimiento de Indicadores de Gestión... 130	
Tabla No. 31 Listado de Indicadores de Gestión.....	155
Tabla No. 32 Formato Indicador de Gestión No. 1 .....	156

Tabla No. 33 Formato Indicador de Gestión No. 2 .....	157
Tabla No. 34 Formato Indicador de Gestión No. 3 .....	158
Tabla No. 35 Formato Indicador de Gestión No. 4 .....	159
Tabla No. 36 Formato Indicador de Gestión No. 5 .....	160
Tabla No. 37 Formato Indicador de Gestión No. 6 .....	161
Tabla No. 38 Formato Indicador de Gestión No. 7 .....	162
Tabla No. 39 Formato Indicador de Gestión No. 8 .....	163
Tabla No. 40 Formato Indicador de Gestión No. 9 .....	164
Tabla No. 41 Formato Indicador de Gestión No. 10 .....	165
Tabla No. 42 Formato Indicador de Gestión No. 11 .....	166
Tabla No. 43 Formato Indicador de Gestión No. 12 .....	167
Tabla No. 44 Formato Indicador de Gestión No. 13 .....	168
Tabla No. 45 Formato Indicador de Gestión No. 14 .....	169
Tabla No. 46 Formato Indicador de Gestión No. 15 .....	170
Tabla No. 47 Formato Indicador de Gestión No. 16 .....	171
Tabla No. 48 Formato Indicador de Gestión No. 17 .....	172
Tabla No. 49 Formato Indicador de Gestión No. 18 .....	173
Tabla No. 50 Listado de Objetivos Estratégicos .....	181
Tabla No. A3.1 Listado de Proyectos de Inversión quinquenio 2008-2012 .....	234
Tabla No. A3.2 Plan de Acción Perspectiva Financiera .....	235
Tabla No. A3.3 Plan de Acción Perspectiva del Cliente .....	236
Tabla No. A3.4 Plan de Acción Perspectiva de los Procesos Internos.....	237
Tabla No. A3.5 Plan de Acción Perspectiva de Aprendizaje y Crecimiento .....	238

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura No. 1 Organigrama de la Gerencia de Oleoducto .....	14
Figura No. 2 Motor Alco.....	17
Figura No. 3 Tanque de Lago Agrio .....	17
Figura No. 4 Tanques del TMB .....	18
Figura No. 5 Perfil del SOTE y espesor de la tubería.....	18
Figura No. 6 Planta del SOTE .....	19
Figura No. 7 Estación de bombeo No. 3 El Salado .....	20
Figura No. 8 Esquema típico de una estación de bombeo del SOTE .....	21
Figura No. 9 Estación de reductora de presión No. 7 Chiriboga .....	22
Figura No. 10 Esquema típico de una estación reductora de presión del SOTE..	22
Figura No. 11 Esquema de la operación de carga del TMB.....	23
Figura No. 12 Configuración Lazy S de las monoboyas y mangueras marinas ...	24
Figura No. 13 Remolcadores y grúa barcaza.....	24
Figura No. 14 Fotografías de la tubería del Oleoducto Transecuatoriano .....	25
Figura No. 15 Esquema del Sistema de Telecomunicaciones del SOTE.....	26
Figura No. 16 Ejecución del presupuesto operativo .....	28
Figura No. 17 Ejecución de las principales cuentas del presupuesto.....	29
Figura No. 18 Ingresos por transporte crudo de terceros y tarifa promedio .....	31
Figura No. 19 Diagrama esquemático del OCP .....	34
Figura No. 20 Capacidad oleoductos y volumen transportado en el año 2006 ....	39
Figura No. 21 Cadena de valor .....	46
Figura No. 22 Esquema de operación del SOTE mediante bacheo.....	47
Figura No. 23 Transporte de crudo por los oleoductos.....	47
Figura No. 24 Clasificación del personal de acuerdo al tipo de trabajo .....	49
Figura No. 25 Instrucción formal del personal de nómina. ....	49
Figura No. 26 Organigrama Estructural de PETROECUADOR.....	52
Figura No. 27 Cadena de Valor de PETROECUADOR.....	53
Figura No. 28 Histórico de producción de crudo a nivel nacional.....	58
Figura No. 29 Producción de crudo a nivel nacional, AÑO 2006.....	60
Figura No. 30 Mapa Catastral Petrolero Ecuatoriano.....	67
Figura No. 31 Total Reservas a diciembre 31 de 2005 .....	68

Figura No. 32 Reservas de PETROPRODUCCIÓN a diciembre 31 de 2005.....	68
Figura No. 33 Reservas de Compañías Privadas a diciembre 31 de 2005 .....	69
Figura No. 34 Reservas total país en base al °API a diciembre 31 de 2005 .....	69
Figura No. 35 Pronóstico de producción y transporte de crudo en el país .....	70
Figura No. 36 Diagrama de las Cinco Fuerzas Competitivas de Porter .....	76
Figura No. 36 Esquema de los objetivos estratégicos y operativos. ....	82
Figura No. 37 Detalle de los gastos operativos .....	92
Figura No. 38 Entrega de crudo a REE .....	98
Figura No. 39 Entrega de crudo a RLL.....	99
Figura No. 40 Brecha entre la Estrategia y el día a día de las Organizaciones...	104
Figura No. 41 Estrategias enfocadas al cliente .....	107
Figura No. 42 Objetivos estratégicos, parte de cuatro perspectivas del CMI .....	116
Figura No. 43 Diseño de un Sistema de Control de Gestión .....	119
Figura No. 44 Secuencia para implementación del Control de Gestión .....	121
Figura No. 46 Esquema del Balanced Scorecard.....	124
Figura No. 47 Cuatro perspectivas del BSC.....	124
Figura No. 48 Mapa Estratégico Perspectiva Financiera.....	137
Figura No. 49 Mapa Estratégico Perspectiva Financiera y del Cliente .....	140
Figura No. 50 Temas estratégicos para la perspectiva de Procesos Internos.....	141
Figura No. 51 Mapa Estratégico Perspectiva Financiera y del Cliente .....	143
Figura No. 52 Mapa Estratégico Genérico .....	145
Figura No. 53 Componentes de las Competencias .....	147
Figura No. 54. Mapa Estratégico de la Gerencia de Oleoducto .....	175
Figura No. A3.1 Proyectos de Inversión quinquenio 2008-2012 .....	234

## PRESENTACIÓN

Con el presente trabajo de investigación se diseñó un sistema de gestión para la Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR, basado en la herramienta “Cuadro de Mando Integral”, que permite ofrecer una propuesta de solución a corto y largo plazo, para enfrentar la difícil situación de esta empresa.

La propuesta consiste en establecer una nueva “Visión y Estrategia Empresarial” con enfoques o perspectivas: financiera, del cliente, de los procesos internos así como de aprendizaje y crecimiento, con objetivos estratégicos alineados, de tal manera que se optimicen los resultados, con satisfacción de los clientes, mejorando los procesos, con personal competente y apoyado en la tecnología.

El presente trabajo proporciona a las áreas operativas y administrativas de la Gerencia de Oleoducto, un plan de acción concreto, un camino a seguir, un conjunto de objetivos específicos, seleccionados por su importancia para que sean los motores de la empresa, y que además sean medibles, alcanzables, reales y con plazos definidos; con una metodología de evaluación objetiva y conocida por todos.

En la elaboración de esta tesis se plasman las experiencias adquiridas por el autor durante más de trece años de trabajar en la Gerencia de Oleoducto, a cargo de diferentes funciones y responsabilidades, tanto operativas como administrativas, lo cual ha permitido también disponer de basta información empresarial y de la industria hidrocarburífera, tanto nacional como internacional, para que, conjuntamente con la investigación desarrollada se pueda determinar la *situación actual* y la *nueva “Visión y Estrategia”* a implementarse.

Se ha culminado el trabajo planteado y el esfuerzo realizado redundará en resultados para la Gerencia de Oleoducto, por cuanto la administración de la empresa ya cuenta con la base firme para empezar con pie derecho el camino a la consecución de su visión a largo plazo, lo que redundará en el mejor desempeño del Sistema PETROECUADOR, que genera aproximadamente el 45% de ingresos para el Presupuesto General del Estado, fondos indispensables para el desarrollo económico del Ecuador.

## RESUMEN

El presente trabajo consta de cuatro capítulos, en el primero se describe y analiza la situación de la Gerencia de Oleoducto, el Sistema PETROECUADOR, la industria hidrocarburífera, su entorno, grupos de interés, análisis FODA y PEST.

En el Capítulo 2 se estudia la Visión y Estrategia de la Gerencia de Oleoducto, la Planeación Estratégica 2004-2008, y la propuesta de una **nueva Visión y Estrategia**.

En el Capítulo 3 se estudia la teoría del Cuadro de Mando Integral (CMI) y se aplica para Diseñar el CMI para la Gerencia de Oleoducto, así como se diagrama el Mapa Estratégico propuesto.

En el Capítulo 4 están las Conclusiones y Recomendaciones. También se incluyen cuatro anexos, de los cuales se destaca la importancia del **Anexo No. 3 “Plan de Acción Concreto”**, en el que se resumen los proyectos e iniciativas estratégicas recomendadas así como lineamientos para implementar el CMI en la Gerencia de Oleoducto.

A continuación se apuntan algunas conclusiones y recomendaciones importantes de la investigación desarrollada:

La Gerencia de Oleoducto, operadora del SOTE<sup>1</sup>, se encuentran en una situación crítica, principalmente por la falta de asignación de recursos económicos para la operación, disminución en la producción de crudo en los campos de PETROPRODUCCIÓN, poca capacidad de gestión en la ejecución de proyectos de inversión y en general ineficacia en concretar las contrataciones de bienes, obras y servicios; con una competencia muy fuerte en el mercado, el oleoducto privado (OCP<sup>2</sup>) que opera a menos del 35% de su capacidad instalada; en tal circunstancia, se debe establecer la nueva “Visión y Estrategia” y un modelo de gestión enfocado en la estrategia como lo es el Cuadro de Mando Integral (CMI), para salvar a la empresa del colapso.

---

<sup>1</sup> **SOTE:** Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, de propiedad de PETROECUADOR, que presta el servicio de transporte de petróleo desde el Oriente hasta Esmeraldas.

<sup>2</sup> **OCP:** Oleoducto de Crudos Pesados

En la presente investigación se ha manifestado que la industria hidrocarburífera en el país y en especial el SOTE han pasado la fase de producción máxima y debido a la declinación de la producción de los usuarios de este servicio (PETROPRODUCCIÓN principalmente), está en una fase madura del ciclo de vida, en la cual es prudente desinvertir (activos no productivos), mientras que las grandes modificaciones del SOTE para transportar crudos pesados se deben programar como un proyecto de inversión condicionado a que se transporte por el SOTE la futura producción del ITT por el SOTE.

Con la nueva Visión y Misión recomendada, se ha planteado la siguiente estrategia que será gestionada con Objetivos Estratégicos en las cuatro perspectivas: Financiera, del Cliente, de los Procesos Internos y Aprendizaje y Crecimiento.

### **Estrategia**

*“Para incrementar el valor generado para PETROECUADOR y el Estado Ecuatoriano, se implementará una combinación de las estrategias de crecimiento y productividad, crecimiento mediante la conservación de los actuales clientes y la captación de nuevos segmentos del mercado, adecuando la infraestructura para transportar por bacheo mezclas de crudos más pesados y con ello reducir la capacidad ociosa del SOTE, contrarrestando la declinación de la producción y minimizando los costos unitarios, por lo tanto incrementando la productividad de la Gerencia de Oleoducto”.*

### **Propuesta de Valor para el Cliente es la siguiente o Estrategia respecto a los Clientes:**

*“Entregar un servicio de transporte de petróleo único en el país, oportuno, funcional respecto a la recepción y entrega según la programación tanto en volumen como en calidad, con operación mediante bacheo y tarifa de transporte razonable o conveniente para el cliente”.*

Se complementa el CMI con objetivos estratégicos (15), Indicadores de Gestión (18), Metas y las respectivas Iniciativas Estratégicas en las cuatro perspectivas.

## **CAPÍTULO 1: ANTECEDENTES**

### **1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.**

#### **1.1.1 ORGANIZACIÓN**

La Gerencia de Oleoducto es una unidad operativa dependiente de la Presidencia Ejecutiva de Petroecuador, encargada del transporte de petróleo crudo desde la Región Oriental hasta el Terminal Marítimo de Balao en la Provincia de Esmeraldas, proveer de materia prima a las Refinerías de Esmeraldas y La Libertad y despachar Crudo Oriente a buques – tanque para exportación.

#### **DATOS HISTÓRICOS<sup>3</sup>**

El **17 de julio de 1970**, se firmó el contrato de construcción del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) con la compañía norteamericana William Brothers, contratista del consorcio Texaco – Gulf, a un costo de US \$ 117'000,000.

La tubería del Oleoducto Transecuatoriano fue diseñada originalmente para transportar 400.000 BPD de 30 °API, pero la capacidad de transporte instalada fue de 250.000 BPD y se aplicó una tarifa inicial por transporte de US \$ 0,24/barril.

El **26 de junio de 1972**, se inauguró el Oleoducto Transecuatoriano con una capacidad de transporte de 250.000 BPD para crudo de 30 °API. El **16 de agosto de 1972**, CEPE exportó su primer cargamento de 308.283 barriles de petróleo de 28.1 °API y 0.5 de BS&W, desde el puerto de Balao en la provincia de Esmeraldas, en el Buque “TEXACO ANACORTES” con destino “Pointe a Pierre, Trinidad”. Este crudo se vendió a US \$ 2,34 el barril, lo que recibió el Estado como parte correspondiente a las regalías del Consorcio Texaco – Gulf.

---

<sup>3</sup> Los “Datos Históricos” es información tomada de diferentes publicaciones de la Gerencia de Oleoducto.

El **5 de marzo de 1987** ocurrió un terremoto que destruyó la estación de Bombeo de El Salado y la línea del SOTE en el sector del Reventador, por lo cual se construyó el oleoducto Lago Agrio – San Miguel para poder transportar crudo oriente para las refinerías. El **14 de agosto del mismo año**, se reinicia el bombeo a través del SOTE, reparado por la empresa William Brothers. En este período que no operó el Oleoducto Transecuatoriano el país tuvo que importar crudo para consumo nacional desde Venezuela.

De acuerdo con el compromiso contractual con TEXACO, el SOTE debía ser revertido al Estado ecuatoriano a mediados de 1985, y ser operado por CEPE; Sin embargo por varias causas, esta acción se postergó hasta el **1 de marzo de 1986**, fecha en la cual el SOTE pasa a ser propiedad absoluta de CEPE. En virtud del contrato, la empresa Texaco continuó operando el oleoducto hasta el **30 de septiembre de 1989**, fecha en la que finalmente, Petrotransporte asume la operación del SOTE.

El **26 de septiembre de 1989**, en reemplazo de CEPE se creó la nueva Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, **PETROECUADOR**, constituida por una Matriz, tres filiales permanentes (PETROPRODUCCIÓN, PETROCOMERCIAL y PETROINDUSTRIAL) y tres temporales (**PETROTRANSPORTE**, PETROAMAZONAS y PETROPENÍNSULA) encargadas de desarrollar las distintas fases de la industria petrolera nacional.

PETROTRANSPORTE, creada el **26 de septiembre de 1989** mediante Decreto Ejecutivo No. 933 publicado en Registro Oficial No. 283 de esa fecha, el **1 de octubre de 1989** asumió las operaciones del SOTE con personal nacional, en reemplazo de la ex operadora Texaco.

El **1 de julio de 1991**, PETROTRANSPORTE se integra a PETROCOMERCIAL, por disposición del Decreto Ejecutivo No. 1863 expedido el 27 de septiembre de 1990.

El **21 de enero de 1994**, el Gobierno Nacional, mediante Decreto Ejecutivo No.1417, resolvió transferir las instalaciones del SOTE a Petroecuador Matriz,

bajo la denominación de Gerencia de Oleoducto, decisión que fue publicada en el Registro Oficial No. 364 de la misma fecha. Por último esta decisión se convalidó mediante Resolución del Directorio de Petroecuador No. 016, del 21 de marzo de 1994.

El **2001** es el año que más volumen de crudo ha transportado el SOTE en su historia: 134'868,492 barriles, con un promedio de 369,502.7 BPD; en el año 2006 se transportó 127'016,114 barriles, con un promedio de 347,989 BPD.

El costo total operativo del SOTE en el año 2006 fue de \$142.8 millones y \$51.8 millones **costo total sin depreciaciones**. Los costos operativos del SOTE en el año 2006 fueron de 1.12 \$/Bbl (total) y 0.41 \$/Bbl (sin depreciaciones).

El SOTE en el año 2006 transportó 18.3 millones de barriles de crudo de compañías privadas, de lo cual se obtuvo un ingreso de **\$38.1 millones**.

#### **AMPLIACIONES DEL SOTE<sup>4</sup>**

##### **PRIMERA:**

En **mayo de 1985** se realizó una primera ampliación de la capacidad de transporte del SOTE, de 250.000 a 300.000 por día de operación, para un crudo de 29 ° API.

##### **SEGUNDA**

En **marzo de 1992** entró en funcionamiento la segunda ampliación de 300.000 a 325.000 barriles por día de operación, para un petróleo de 28.5 ° API.

##### **TERCERA**

La última ampliación del SOTE a 390.000 BPD (utilizando químicos reductores de fricción), se la hizo mediante convenios suscritos en **diciembre de 1998** y **octubre de 1999** con las empresas Arco Oriente-Agip Oil y YPF (Repsol - YPF), y fue inaugurada el **24 de junio de 2000**.

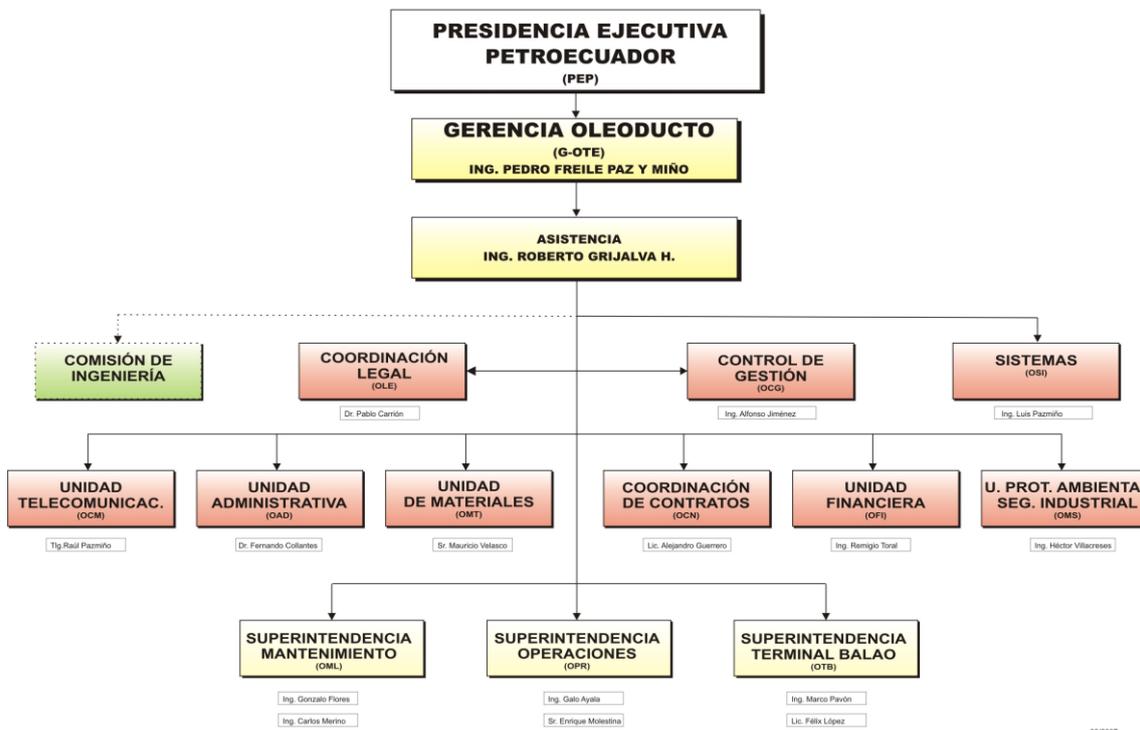
---

<sup>4</sup> SOTE: Sistema de Oleoducto Transecuatoriano

## ORGANIGRAMA

En la Figura No. 1 consta el Organigrama Estructural de la Gerencia de Oleoducto, actualizado al 31 de marzo de 2007.

### ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL DE LA GERENCIA DE OLEODUCTO



Elaboró: El Autor

**Figura No. 1 Organigrama de la Gerencia de Oleoducto**

### 1.1.2 MARCO LEGAL

La Gerencia de Oleoducto tiene como marco legal principalmente la siguiente normativa:

- *Ley de Hidrocarburos*; Decreto Supremo No. 2967 Registro Oficial No. 711, de 15 de noviembre de 1978 y futuras reformas.
- *Ley Especial de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR) y sus Empresas Filiales*, Ley Especial No. 45, promulgada en el Registro Oficial No. 283 de 26 de septiembre de 1989 y sus posteriores reformas.

- *Reglamento Sustitutivo al Reglamento General a la Ley Especial de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR) y sus Empresas Filiales*, Decreto Ejecutivo No. 1420, Registro Oficial No. 309, 19-ABR-2001.
- *Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas*, Acuerdo Ministerial No. 389. Registro Oficial No. 671 de 26 de Septiembre del 2002.
- *Reglamento para el Transporte del Petróleo Crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano y la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico*, Decreto Ejecutivo No. 014, Registro Oficial No. 280, de 26 de febrero de 2004.
- *Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas*, Decreto Ejecutivo 1215, Registro Oficial No. 265 de 13 de febrero de 2001.
- *Reglamento Sustitutivo al Reglamento de Contratación de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR) y sus Empresas Filiales, para Obras, Bienes y Servicios Específicos*, Decreto No. 2598, Registro Oficial No. 570, 7 de mayo de 2002.
- *Tarifas de Transporte de Petróleo Crudo por el Sistema del Oleoducto Transecuatoriano*, Acuerdo 029, Suplemento del Registro Oficial No. 41, 22 de marzo de 2000.

### **1.1.3 INFRAESTRUCTURA**

#### **DESCRIPCIÓN DEL SOTE**

El Sistema de Oleoducto Transecuatoriano SOTE, entró en funcionamiento en 1972, actualmente opera las veinte y cuatro horas de todos los días del año, transportando crudo desde la Región Amazónica (Lago Agrio) hasta Esmeraldas, tiene una extensión de aproximadamente 500 kilómetros, una conexión para

transportar crudo por el OTA<sup>5</sup> y dos puntos de inyección en su recorrido (Km. 51 para el crudo del Campo Marginal Bermejo y Km. 151 para el crudo de los campos de los Bloques 10 y 21). Se destacan las siguientes características principales:

### **Capacidad de bombeo:**

La capacidad de bombeo del SOTE es 365.000 BPD<sup>6</sup> para crudo de 23,7 °API, sin embargo, se puede bombear hasta 390.000 BPD para crudo de 23,7 °API utilizando Químico Reductor de Fricción (Q.R.F.) que es un producto que sirve para mejorar el flujo disminuyendo las pérdidas por fricción en la tubería y permite incrementar el caudal de crudo bombeado con una misma potencia y sin incrementar la presión interna del oleoducto.

### **Potencia de Bombeo Instalada:**

La potencia de bombeo es generada por motores de combustión interna que funcionan con petróleo crudo como combustible (Ver Figura No. 2). Se cuenta con 35 motores marca ALCO y 3 marca CATERPILLAR<sup>7</sup> que entregan **101,150 HP**<sup>8</sup> para bombeo de crudo por el SOTE (Lago Agrio – Esmeraldas). Adicionalmente se cuenta con una unidad de bombeo con motor ALCO de **2.500 HP** para el bombeo por el OTA hacia Tumaco en la costa del Pacífico en Colombia.

Los motores ALCO están instalados desde 1972 en las estaciones de bombeo del Oriente y los motores CATERPILLAR en la estación de bombeo de Quinindé construida en la tercera ampliación del SOTE (1998 – 1999).

---

<sup>5</sup> **OTA:** Oleoducto Trasandino de ECOPETROL (Colombia).

<sup>6</sup> **BPD:** Barriles de petróleo por día.

<sup>7</sup> Los motores ALCO están instalados desde 1972 en las estaciones de bombeo del Oriente y los motores CATERPILLAR en la estación de bombeo de Quinindé construida en la tercera ampliación del SOTE (1998 – 1999).

<sup>8</sup> **HP:** Horse Power, unidad de potencia equivalente a 746 Watts



**Figura No. 2 Motor Alco**

### **Capacidad Nominal de Almacenamiento:**

El SOTE tiene una capacidad nominal de almacenamiento de 2'000,000 de barriles en Lago Agrio (8 tanques de acero con techo flotante de 250,000 barriles cada uno) y 3'200,000 de barriles en el Terminal Marítimo de Balao (TMB)<sup>9</sup> (10 tanques similares a los de Lago Agrio, de 322,000 barriles cada uno). En las Figuras No. 3 y 4 se muestran fotografías de estos tanques de almacenamiento.



**Figura No. 3 Tanque de Lago Agrio**

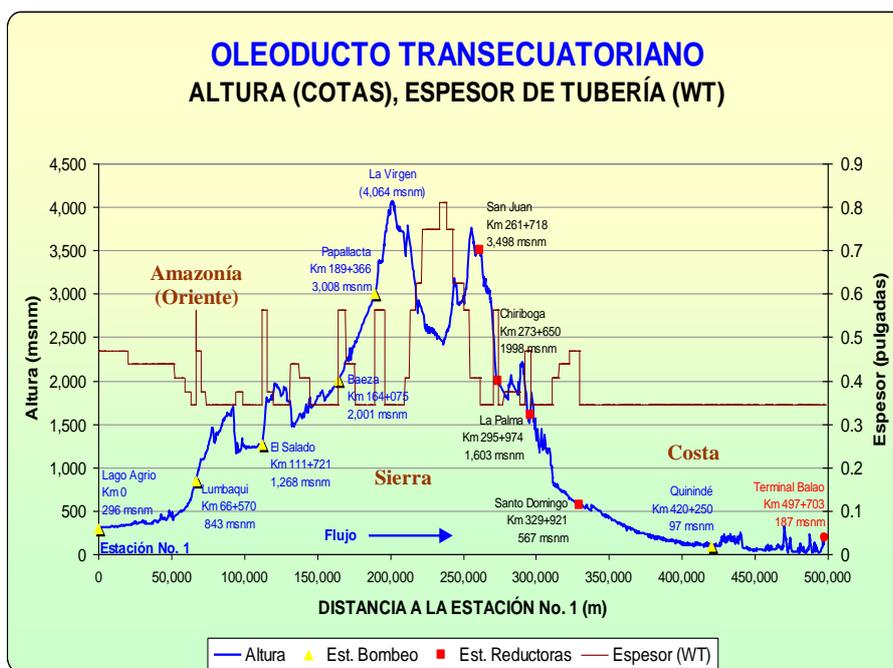
<sup>9</sup> **TMB:** Terminal Marítimo de Balao



**Figura No. 4 Tanques del TMB**

### Perfil del SOTE:

En la Figura No. 5 se muestra el perfil del SOTE, en él se pueden apreciar los niveles o cotas que tiene que alcanzar el oleoducto a lo largo de la geografía ecuatoriana. El punto más alto está en el Sector de la Virgen de Papallacta con 4,064 msnm<sup>10</sup>.



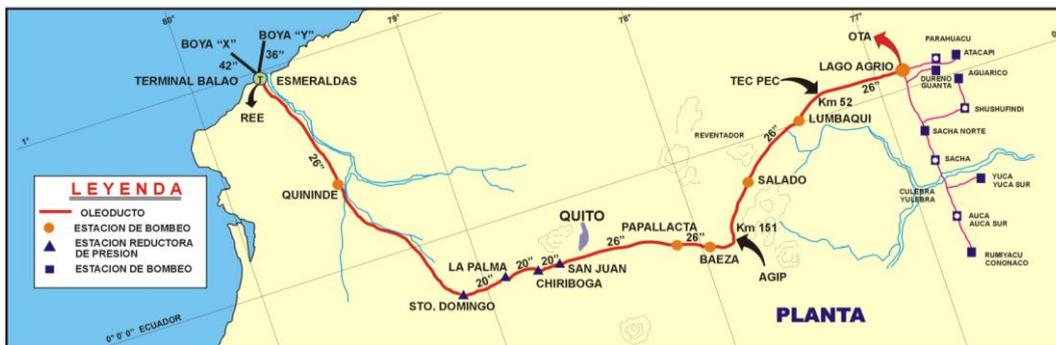
Elaboró: El Autor

**Figura No. 5 Perfil del SOTE y espesor de la tubería**

<sup>10</sup> **msnm**: metros sobre el nivel del mar

### Trazado del SOTE:

En la Figura No. 6 “Planta del SOTE” se muestra el trazado del oleoducto, al igual que la figura anterior, en esta se pueden apreciar que esta infraestructura de transporte de crudo atraviesa las tres regiones del Ecuador, las provincias de Sucumbíos, El Napo, Pichincha y Esmeraldas, pasando por el Sur de la ciudad de Quito.



Fuente: Gerencia de Oleoducto

**Figura No. 6 Planta del SOTE**

### Estaciones de Bombeo:

Para el bombeo del crudo el SOTE cuenta con seis estaciones de bombeo: cinco en el Oriente o Amazonía: Lago Agrio, Lumbaqui, El Salado, Baeza y Papallacta; y una en la costa: Quinindé.

Estas estaciones tienen como principal infraestructura las **unidades de bombeo** compuestas por motor de combustión interna marca ALCO® o CATERPILLAR®, un incrementador de velocidad marca Philadelphia® y una bomba centrífuga marca Universal Centrifugal Pump (UCP)®, las mismas que proporcionan la presión interna al fluido (crudo) para que pueda vencer las diferencias de altura, la fricción interna en la tubería y así llegar hasta la próxima estación hasta el Terminal Marítimo de Balao. En la Figura No. 7 se muestra una fotografía de una estación de bombeo.

El número de unidades de bombeo en cada estación, la ubicación en kilómetros hasta la Estación No. 1 (Lago Agrio), la altitud o cota en msnm. Y la potencia total instalada se detalla en la Tabla No.1.

Estación	Unidades Bombeo	Ubicación (km)	Altitud (msnm)	Potencia (HP)
Lago Agrio	8	0,00	297	20.000
Lumbaqui	7	66,57	850	17.500
El Salado	7	111,72	1.289	12.950
Baeza	7	164,08	2.002	20.300
Papallacta	7	189,29	3.009	20.300
Quinindé	3	420,25	97	12.600
<b>Total (HP)</b>				<b>103.650</b>

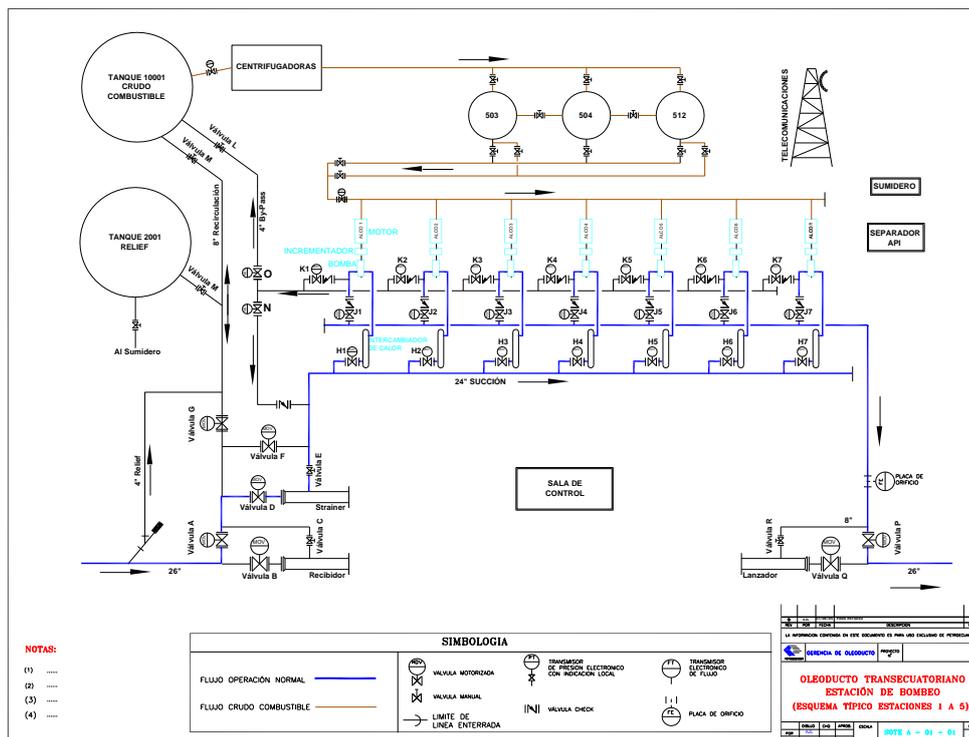
**Tabla No. 1 Datos Estaciones de Bombeo**



**Figura No. 7 Estación de bombeo No. 3 El Salado**

La estación de Lumbaqui es la encargada de coordinar con la estación de Lago Agrio la inyección en el kilómetro 51 de la producción del campo marginal Bermejo (TECPEC); y la estación de Baeza, la inyección de la producción de los Bloques 10 (AGIP OIL) y 21 (PERENCO) en el kilómetro 151.

A continuación en la Figura No. 8 se presenta un esquema de la operación típica de una estación de bombeo del SOTE.



Elaboró: El Autor

**Figura No. 8 Esquema típico de una estación de bombeo del SOTE**

**Estaciones Reductoras de Presión:**

Las Estaciones Reductoras de Presión tienen la función de regular (reducir) la presión de salida del petróleo desde la estación, para proteger la infraestructura del oleoducto aguas abajo, mediante el uso de válvulas de control, comandadas por dispositivos electrónicos (4 válvulas FISHER® de 8”) e hidráulicas (4 válvulas de 6”). (Ver esquema en la Figura No. 9).

El SOTE cuenta con cuatro estaciones reductoras de presión, detalladas a continuación en la Tabla No. 2.

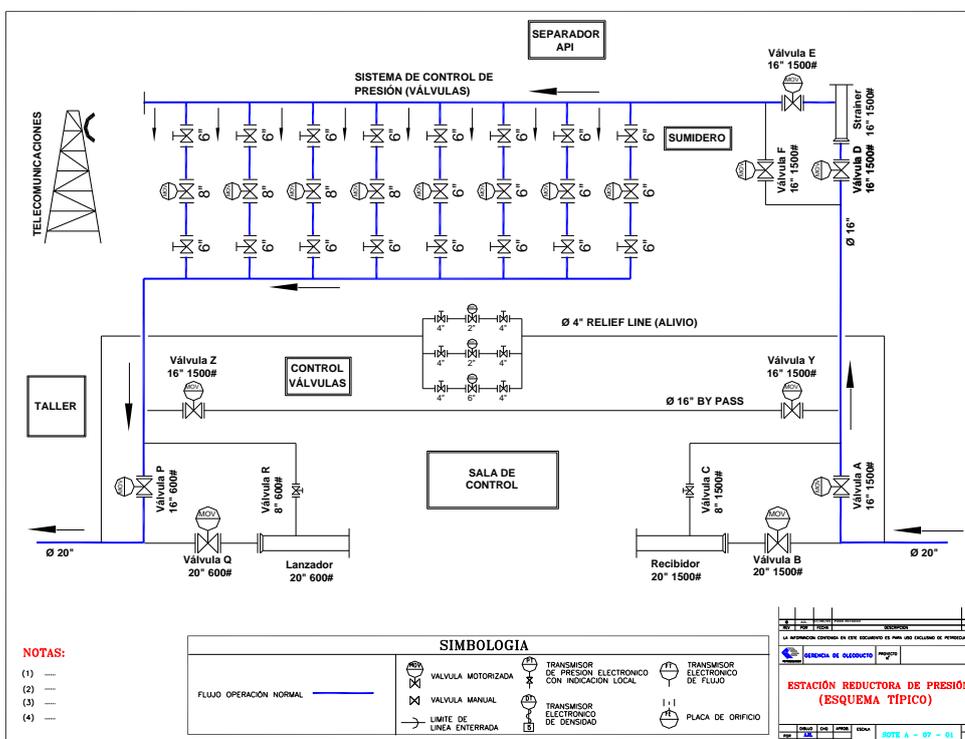
Estación	Ubicación (km)	Altitud (msnm)
San Juan	261,68	3.497
Chiriboga	273,62	1.998
La Palma	295,96	1.613
Santo Domingo	329,87	566

**Tabla No. 2 Datos estaciones reductoras de presión**

En las Figuras No. 9 y 10 se muestran el esquema de operación típico de una estación reductora de presión del SOTE así como la fotografía de la estación reductora de Chiriboga.



Figura No. 9 Estación de reductora de presión No. 7 Chiriboga



Elaboró: El Autor

Figura No. 10 Esquema típico de una estación reductora de presión del SOTE

### Terminal Marítimo Balao (TMB):

El TMB tiene la función de recibir el crudo transportado por el SOTE, almacenarlo y entregarlo tanto a Refinería Estatal de Esmeraldas por tubería, como a un buque para la exportación de petróleo crudo o para llevarlo a la Refinería de la Libertad en la provincia del Guayas; esta última operación se denomina cabotaje.

El Terminal cuenta con: Área de tanques, dos líneas de carga de 36" y 42" de aproximadamente 5 Km. hasta la playa; dos monoboyas tipo SBM con la configuración Lazy "S" alejadas 7,2 Km. de la playa, capaces de cargar simultáneamente buques de hasta 100.000 DWT<sup>11</sup>. Las líneas de carga y la configuración de las monoboyas se puede apreciar en las Figuras No. 11 y 12.

La rata máxima de carga a los buques es de 32,000 BPH<sup>12</sup> en la línea de 42" y 28,000 BPH en la línea de 36" a una presión de trabajo de 100 PSI.

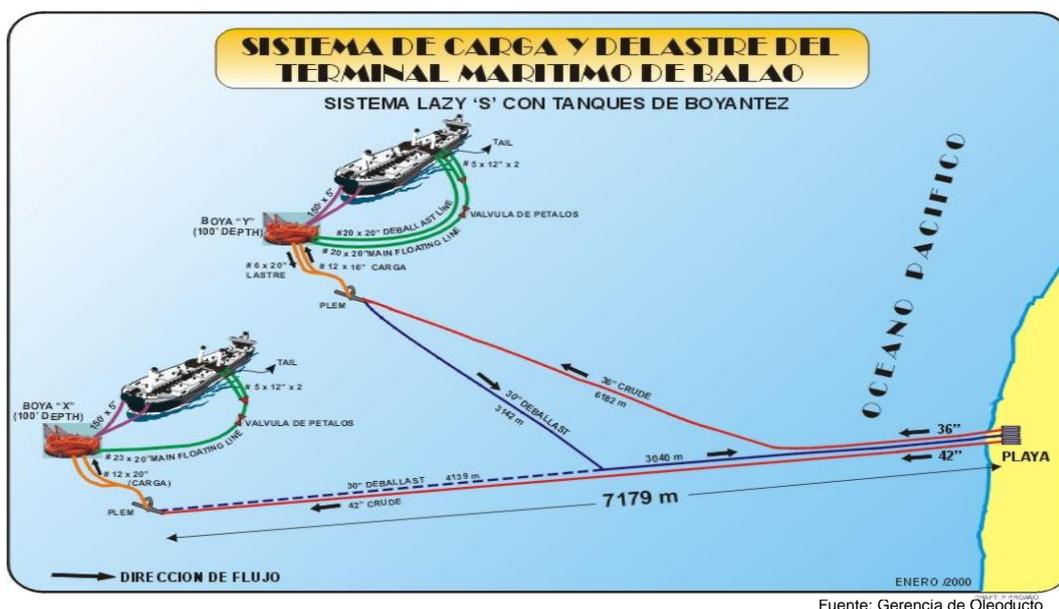


Figura No. 11 Esquema de la operación de carga del TMB.

<sup>11</sup> DWT: Toneladas de peso muerto

<sup>12</sup> BPH: Barriles por hora



Fuente: Catálogo de Mangueras Marinas Bridgestone 2001

**Figura No. 12 Configuración Lazy S de las monoboyas y mangueras marinas**

**Certificación código PBIP<sup>13</sup> del TMB:** por requerimiento de la OMI<sup>14</sup> y en prevención ante el terrorismo, tráfico de drogas, inmigrantes y otros actos ilegales, el TMB debió cumplir el código de seguridad “Protección del buque e instalación portuaria” (PBIP). Desde el 24 de junio del 2004 el TMB tiene la certificación de la Autoridad Marítima por haber cumplido los requerimientos internacionales y con ello se garantiza la seguridad para el comercio exterior.

**Embarcaciones para la operación de amarre y carga de buques:** El TMB cuenta con cuatro remolcadores de 480 HP y una grúa barcaza para mantenimiento de la infraestructura marítima; (fotografías en la Figura No. 13).



**Figura No. 13 Remolcadores y grúa barcaza**

<sup>13</sup> **PBIP:** Protección del buque e instalación portuaria

<sup>14</sup> **OMI:** Organización Marítima Internacional

### **Tubería del Oleoducto:**

La tubería del SOTE tiene 497,7 Km. de acero con especificación API 5LX60; 429,4 Km. (desde Lago Agrio hasta San Juan y desde Santo Domingo hasta Balao) de 26" de diámetro y 68,2 Km. (desde San Juan hasta Santo Domingo) de 20" de diámetro. El ducto cruza la cordillera de los Andes y llega hasta una altura máxima de 4.064 msnm, en el sector de la Virgen de Papallacta.

En la Figura No. 5 consta el espesor de la tubería y en la Figura No. 14 se muestran fotografías a lo largo del trazado del SOTE.



**Figura No. 14 Fotografías de la tubería del Oleoducto Transecuatoriano**

### **Sistema de Telecomunicaciones:**

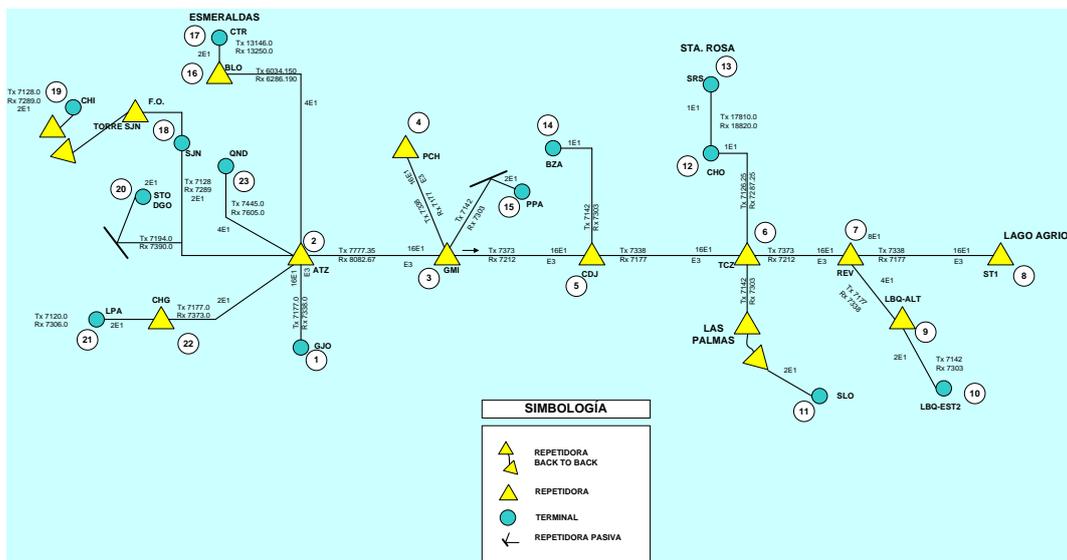
Este sistema es fundamental para la coordinación de las operaciones en el SOTE, por cuanto proporciona telecomunicaciones a todas las instalaciones del oleoducto.

El sistema actual del SOTE, cuenta con cuatro sistemas principales de comunicación:

1. Sistema **MICROONDA DIGITAL**, que permite la operación de telefonía, adquisición de datos en tiempo real, e Internet. Este sistema está compuesto por estaciones repetidoras ubicadas en el Atacazo, Guamaní, Condíjua, Tres Cruces, Reventador, Lumbaqui Alto, Estación No. 1, Pichincha y Balao. Y por Terminales ubicados en cada estación de bombeo y reductora, campamentos principales, y oficinas centrales.

2. Sistema MÓVIL, que básicamente cumple la función de satisfacer las necesidades de Mantenimiento de línea y carretera, y de carácter operativo. Este sistema consta de repetidoras fijas que se encuentran en el Reventador, Guajaló, Atacazo y Balao, con una repetidora móvil. Además se tiene alrededor de 100 radios vehiculares con potencia de 100 watts y radios portátiles de mano de 5 watts.
3. Sistema MÓVIL MARÍTIMO, que permite todas las operaciones de este orden en el Terminal de Balao. Consta de consolas de control remoto fijas, radios con frecuencia marítima, y radios de mano portátiles.
4. El cuarto sistema, que esta en proyecto de ejecución, es el sistema de RADIO DE ALTA FRECUENCIA DE LARGO ALCANCE, cuya función principal será la de servir como back up o respaldo, cuando por alguna razón de fuerza mayor fallaran los dos primeros sistemas antes mencionados, cumpliendo de esta manera con un plan de contingencia en el área de comunicaciones del Oleoducto.

En la Figura No. 15 se muestra un esquema de los enlaces y cobertura del Sistema de Telecomunicaciones del SOTE.



**Figura No. 15 Esquema del Sistema de Telecomunicaciones del SOTE.**

### 1.1.4 INFORMACIÓN FINANCIERA

La Gerencia de Oleoducto depende administrativa y financieramente de PETROECUADOR Matriz. A continuación se resume la situación financiera de la institución.

#### INDICADORES FINANCIEROS:

En la siguiente tabla se muestra la ejecución del presupuesto operativo, es decir los gastos operativos, ejecución del presupuesto de inversiones, costos unitarios de transporte y los ingresos por cobro de tarifa a las compañías privadas para los últimos cuatro años. Se puede destacar la mínima ejecución del presupuesto de inversiones.

<b>INDICADORES FINANCIEROS</b>					
<b>Indicador</b>	<b>Unidades</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>
Gastos Operativos	\$ (Miles)	110,618	131,757	144,049	142,774
Ejecución Inversiones	\$ (Miles)	3,380	3,302	3,573	5,953
	%	27%	34%	40%	28%
Costo Total por Barril	\$/Barril	0.90	1.09	1.18	1.12
Costo sin depreciaciones por Barril	\$/Barril	0.43	0.38	0.44	0.41
Ingresos por tarifa del SOTE sin incluir AGIP	\$ (Miles)	56,534	23,005	29,088	38,115

Elaboró: El Autor

**Tabla No. 3 Indicadores Financieros de la Gerencia de Oleoducto**

#### PRESUPUESTO OPERATIVO

A continuación se presenta la tabla de la ejecución del presupuesto de gastos operativos de la Gerencia de Oleoducto desde el año 1999 hasta el 2006, destacándose la disminución en el 1% del gasto total en el año 2006 respecto al anterior; por otra parte, las depreciaciones por \$ 90.9 millones que equivale el 63.7% del presupuesto total, representa el gasto más significativo.

### PRESUPUESTO OPERATIVO

Cifras en miles de dólares

Concepto	Año	1999 <sup>(1)</sup>	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Var. 2006-2005 (%)
	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	
<b>GASTOS PERSONAL</b>		3,686	3,327	5,769	7,249	7,173	7,172	10,622	9,528	-11%
<b>SERV. GENERALES</b>		1,553	3,362	5,102	7,707	7,873	6,503	7,099	6,671	-6%
<b>SERV. OPERACIÓN Y MANT.</b>		26,543	21,514	20,524	21,100	17,351	15,866	14,031	14,666	4%
<b>DEPRECIACIONES Y AMORT.</b>		17,987	45,641	55,705	55,969	57,006	86,392	89,891	90,938	1%
<b>MATERIALES Y SUM.</b>		18,222	13,767	17,184	17,755	19,521	14,548	20,811	18,076	-15%
<b>IMPUESTOS CONT. Y GAST. FIN.</b>		4,255	1,901	2,089	1,878	1,695	1,277	1,595	2,895	45%
<b>GASTO TOTAL</b>		<b>72,246</b>	<b>89,512</b>	<b>106,373</b>	<b>111,658</b>	<b>110,618</b>	<b>131,757</b>	<b>144,049</b>	<b>142,774</b>	-1%
<b>GASTO SIN DEPRECIACIONES</b>		54,259	43,871	50,668	55,689	53,612	45,365	54,158	51,836	-4%

Nota:

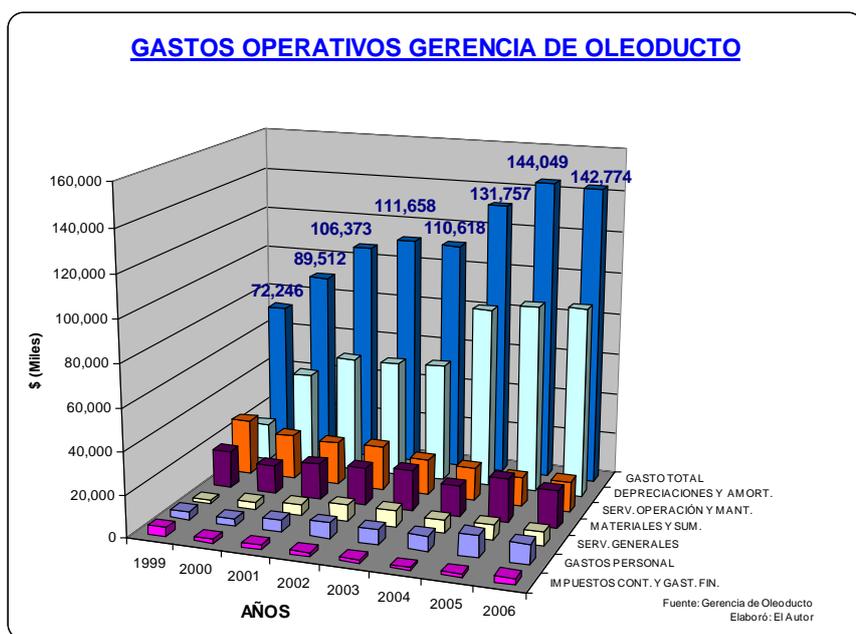
(1) Tipo de cambio promedio año 1999: S/. 11,442 por \$

Fuente: Gerencia de Oleoducto,

Elaboró: El Autor

**Tabla No. 4 Presupuesto Operativo de la Gerencia de Oleoducto**

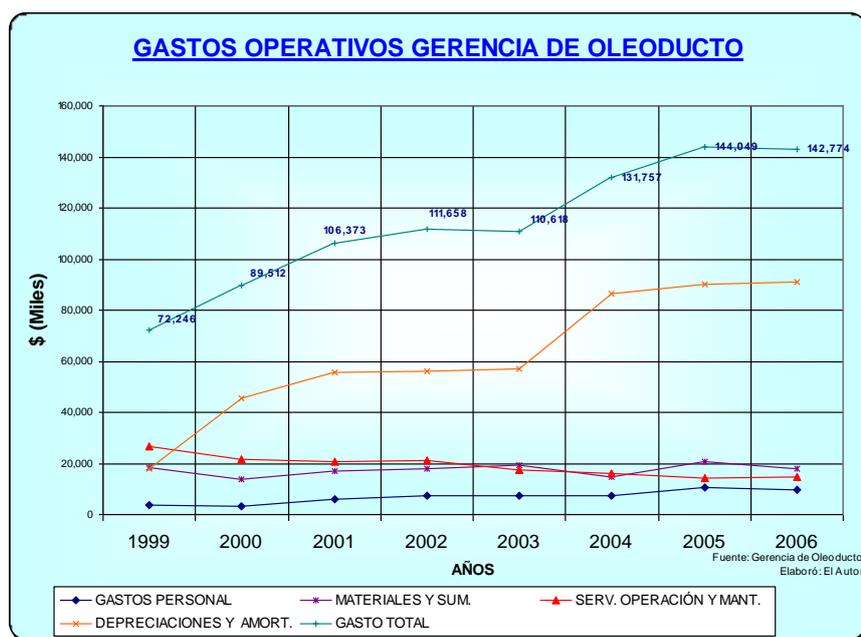
En las Figuras No. 16 y 17 se puede observar los componentes del presupuesto operativo de la Gerencia de Oleoducto. Entendiéndose por éste, todos los recursos que demanda la administración, operación y mantenimiento del SOTE.



Elaboró: El Autor

**Figura No. 16 Ejecución del presupuesto operativo**

Como se puede ver en la siguiente figura, las principales cuentas del presupuesto operativo han permanecido en el tiempo sin crecimientos significativos, no así las depreciaciones, resultado de la revalorización de los activos del SOTE efectuado por una compañía independiente, lo cual repercute directamente el gasto total.



Elaboró: El Autor

**Figura No. 17 Ejecución de las principales cuentas del presupuesto**

## BALANCE GENERAL

En la Tabla No. 5 se presenta el Balance General de la Gerencia de Oleoducto para los años 2005 y 2006, en la que se observa que el total de activos ha crecido en \$ 52'652,444 (de \$ 981'073,715 a \$ 1,033'726,159). Igualmente, se observa que el nivel de endeudamiento es mínimo (0.50% del total del pasivos y patrimonio) y corresponde básicamente deuda con proveedores de bienes, obras y servicios, cuyo vencimiento es aproximadamente en 30 días.

GERENCIA DE OLEODUCTO DE PETROECUADOR					
BALANCE GENERAL					
AL 31 DE DICIEMBRE (Cifras en dólares)					
	ACTIVO		PASIVO Y PATRIMONIO		
	año 2005	año 2006	año 2005	año 2006	año 2006
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>661,337,898</b>	<b>780,761,732</b>			
CAJA - BANCOS	383,928.65	814,243.00			
CUENTAS - DTOS. POR COBRAR	19,175,246.06	15,772,035.00			
CUENTAS INTERFILIALES	605,584,906.24	720,574,068.00			
INVENTARIOS	34,214,106.66	42,154,374.00			
GASTOS ANTICIPADOS	1,879,710.25	1,447,012.00			
<b>ACTIVO FIJO NETO</b>	<b>319,735,817</b>	<b>252,962,274</b>			
OBRAS EN CURSO	6,854,687.38	8,736,394.00			
TERRENOS	3,905,730.00	3,996,870.00			
EDIFICIOS	21,801,090.80	21,209,662.00			
VEHICULOS	721,481.85	1,150,701.00			
MUEBLES Y ENSERES	689,772.62	602,999.00			
PLANTA, EQUIPO Y MAQUINARIA	285,294,773.48	216,893,972.00			
EQUIPO DE COMPUTACION	468,280.56	371,676.00			
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	-	<b>2,153</b>			
OBRAS EN CURSO	-	2,153.00			
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>981,073,715</b>	<b>1,033,726,159</b>			
			<b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>		
			<b>5,815,243</b>		
			<b>975,258,472</b>		
			<b>5,216,595</b>		
			<b>1,028,509,564</b>		
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>981,073,715</b>	<b>1,033,726,159</b>			

Elaboró: El Autor

**Tabla No. 5 Balance General de la Gerencia de Oleoducto.**

## INGRESOS POR TARIFA DE TRANSPORTE

La Gerencia de Oleoducto transporta el 100% del crudo producido por PETROPRODUCCIÓN, toda la participación del Estado en la producción de las compañías privadas que operan en el país mediante contratos de participación, prestación de servicios (AGIP OIL ECUADOR) o campos marginales; así como el crudo de varias compañías privadas.

La Gerencia de Oleoducto genera ingresos para el Sistema PETROECUADOR por el cobro de tarifa a las compañías privadas que transportan su crudo por el SOTE. Tanto los volúmenes en barriles transportados como los valores por cobro de tarifa se resumen en la Tabla No. 6.

INGRESOS POR TARIFA DE TRANSPORTE EN EL SOTE (COMPAÑÍAS PRIVADAS EXCLUIDO AGIP <sup>(*)</sup> )									
CONCEPTO	AÑOS								Variación (%) 2006 - 2005
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Volumen Cías Petroleras (Miles Barriles)	25,971	33,440	33,421	33,133	24,905	11,562	<b>14,151</b>	<b>18,263</b>	29.1%
Ingresos (Miles \$)	26,491	65,602	75,606	73,701	56,534	23,005	<b>29,088</b>	<b>38,115</b>	31.0%
Tarifa Promedio (\$/Barril)	1.02	1.96	2.26	2.22	2.27	1.99	<b>2.06</b>	<b>2.09</b>	

**Notas (\*):**

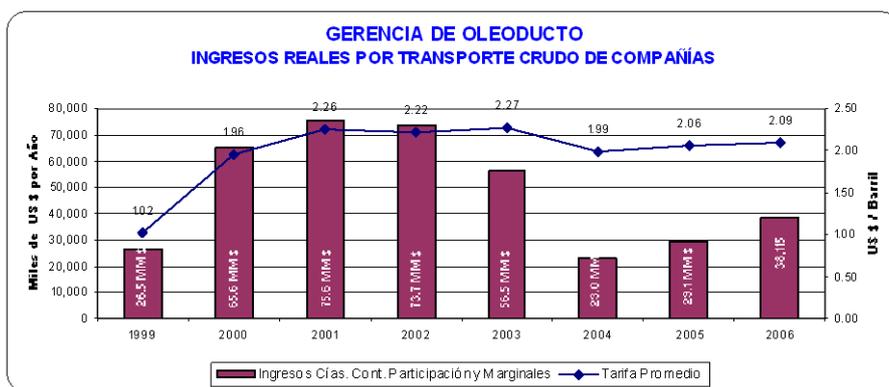
No incluye el volumen de crudo y la tarifa de la compañía AGIP, liquidada por la Unidad de Administración de Contratos Petroeleros de PETROECUADOR  
El volumen transportado de las compañías petroleras está sujeta a liquidación

Fuente: Gerencia de Oleoducto

Elaboró: El Autor

**Tabla No. 6 Ingresos por transporte de crudo de compañías privadas**

Esta información se la puede observar graficada en la Figura No. 18, destacándose la disminución de volumen transportado desde el año 2003, lo cual es consecuencia que en septiembre de ese año entró en operación el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) el mismo que ha transportado el crudo de las compañías dueñas de ese medio de transporte y que anteriormente lo hacían por el SOTE.



Elaboró: El Autor

**Figura No. 18 Ingresos por transporte crudo de terceros y tarifa promedio**

En esta figura se puede apreciar que el volumen de crudo de propiedad de las compañías privadas que operan mediante contratos de participación o campos marginales está creciendo desde el año 2004. De igual manera, la tarifa promedio está creciendo lo cual significa que ese crudo transportado es más pesado o contiene mayor porcentaje de azufre, por cuanto la tarifa del SOTE se calcula mediante lo establecido en el Acuerdo Ministerial 029 de 10 de marzo del año 2000 y que se resume de la siguiente manera:

1.- Se fija la tarifa básica de transporte de cada barril de petróleo crudo por el SOTE, en **US\$ 1.6215** para un petróleo crudo de 27.8 °API, 23,2 cSt. de viscosidad a 80 °F y 0.83% en peso de contenido de azufre.

2.- La tarifa básica de transporte de cada barril de petróleo crudo se ajusta de conformidad con los siguientes factores:

- Por gravedad API, US\$ 0.0459 por barril, por cada grado API inferior a 27.8 grados API del petróleo crudo fiscalizado de las compañías usuarias.
- Por viscosidad, US\$ 0.00118 por barril, por cada incremento en 1 cSt. de viscosidad del crudo fiscalizado de las compañías usuarias.
- Por contenido de azufre, US\$ 0.006372 por barril, por cada 1% en peso de azufre del crudo fiscalizado de las compañías usuarias.

- Por distancia, US\$ 0.003243 por barril, por cada kilómetro de distancia desde Lago Agrio al punto de entrega de petróleo crudo en el SOTE.

Con esta metodología se ha determinado las tarifas para cada usuario del SOTE y en el año 2006, la tarifa promedio fue de **\$ 2.09 por barril**.

Cabe indicar que la Gerencia de Oleoducto no factura por el transporte del crudo producido en el Bloque 10 operado por la compañía AGIP OIL ECUADOR mediante contrato de prestación de servicios, es decir el 100% de ese crudo es de propiedad del Estado.

Igualmente, esta Gerencia no factura por el transporte del crudo del Estado producido por PETROPRODUCCIÓN o el entregado como participación del Estado en la producción de las compañías privadas.

En el año 2006, el SOTE transportó 18.26 millones de barriles de crudo de empresas privadas equivalentes al 14.4 % del total del crudo transportado, generando un ingreso de \$ 38.12 millones, que representa el 73.5 % del total de gastos anuales del SOTE sin contar las depreciaciones.

#### **1.1.5 REQUERIMIENTOS DE LOS CLIENTES.**

Los clientes de la Gerencia de Oleoducto y sus requerimientos son los siguientes:

1. **Empresas productoras de petróleo:** Quienes entregan su crudo para transporte por el SOTE, esto es PETROPRODUCCIÓN y compañías privadas que explotan los campos petroleros en la Región Amazónica.

**Requerimientos:** Servicio ininterrumpido de transporte de crudo desde la Región Amazónica hasta el Terminal Marítimo de Balao en Esmeraldas.

**2. Refinería Estatal de Esmeraldas (REE):** Ubicada muy cerca del Terminal Marítimo de Balao y recibe el crudo para procesarlo por una tubería que conecta las áreas de tanques del TMB y REE.

**Requerimientos:** Demanda que el SOTE le provea de 110,000 BPD de petróleo con al menos 24 °API. Se debe entregar el mejor crudo que se disponga después de atender a la Refinería La Libertad. La calidad óptima del crudo a procesar en REE es de 26 °API.

**3. Refinería La Libertad (RLL):** Ubicada en la Libertad – Provincia del Guayas. Se entrega el petróleo crudo desde el TMB por medio de un buque, operativo denominado cabotaje.

**Requerimientos:** Demanda que el SOTE le provea de 40,000 BPD de petróleo de 28 °API. Se debe entregar a esta refinería el mejor crudo que se dispone, el mismo que proviene del campo Libertador, caso contrario los productos refinados resultantes saldrían fuera de especificaciones y no podrían entrar al mercado interno de derivados.

**4. Gerencia de Comercio Internacional:** Es la entidad perteneciente al Sistema PETROECUADOR encargada de exportar el excedente de petróleo de propiedad del Estado que no ha sido refinado en el país.

**Requerimientos:** Este cliente demanda que el SOTE disponga de los volúmenes y calidades programadas para la exportación.

La Gerencia de Oleoducto debe satisfacer a sus clientes cumpliendo los siguientes lineamientos:

- Conforme lo establece la Ley de Hidrocarburos, los hidrocarburos se explotarán con el objeto primordial de que sean industrializados en el país; es decir tienen prioridad las refinerías.

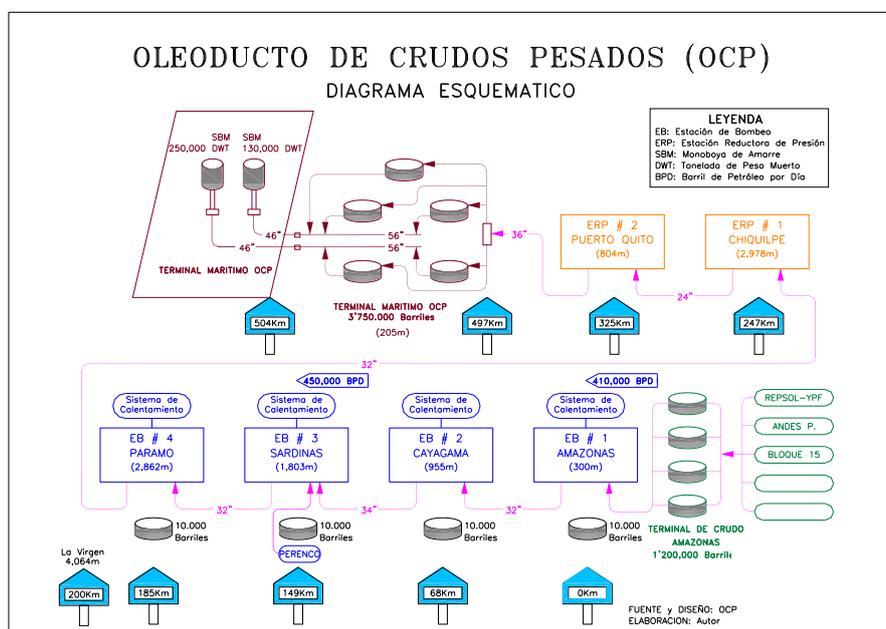
- El excedente e petróleo se exporta considerando la reserva de 800,000 barriles por seguridad nacional, volumen mínimo que debe permanecer en el TMB.

Se debe considerar que las empresas privadas que son usuarias del SOTE (clientes), forman un segmento de clientes cautivos por cuanto no tiene otra alternativa de transporte al estar conectados mediante un oleoducto secundario, únicamente con el SOTE; el conectarse al otro oleoducto (OCP) les representaría una fuerte inversión en la construcción y operación de un nuevo oleoducto secundario así como solventar problemas ambientales y con las comunidades.

### 1.1.6 ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA Y DEL MERCADO.

#### LA COMPETENCIA:

La Gerencia de Oleoducto operadora del SOTE tiene como competencia al Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) que entró en operación el 14 de noviembre del año 2003<sup>15</sup>.



Fuente: [www.ocpecuador.com](http://www.ocpecuador.com) Elaboró: El Autor

**Figura No. 19 Diagrama esquemático del OCP**

<sup>15</sup> El 10 de noviembre de 2003, el Gobierno Ecuatoriano concedió la Licencia de Operación al OCP, con lo cual daba formalmente inicio a los 20 años del período de operación. Cumplido este plazo, este oleoducto se revertirá al Estado.

El OCP tiene las especificaciones que se indican en la Figura No. 19 y son:

**Capacidad de bombeo:** 450,000 BPD

**Longitud del oleoducto:** 488.5 Km.

**Tipo de crudo que puede transportar:** Mezclas de entre 18 y 24 °API.

**Capacidad de almacenamiento en la Estación No. 1:** 1'200,000 Bls. (cuatro tanques de 300,000 bls. cada uno)

**Estaciones de bombeo:** Son cuatro:

**Amazonas**, cinco unidades de bombeo,

**Cayagama**, cinco unidades de bombeo,

**Sardinas**, seis unidades de bombeo, y

**Páramo**, seis unidades de bombeo.

**Estaciones Reductoras de Presión:** Son dos:

**Chiquilpe y Puerto Quito**

**Capacidad de almacenamiento en el Terminal Marítimo:** 3'750,000 Bls. (cinco tanques de 750,000 Bls. cada uno).

**Sistema de carga de buques petroleros:** Dos monoboyas de amarre, de 250,000 y 130,000 toneladas de peso muerto de capacidad; el caudal máximo de carga es de 60,000 BPH.

### **¿POR QUÉ EL OCP ES LA COMPETENCIA DEL SOTE?:**

Si bien el SOTE puede transportar crudo con °API mayor a 23.7, éste recibe crudos más pesados, que diluidos con crudos de mejor °API se forma una mezcla de al menos 23.7 °API que es factible transportar por este oleoducto de propiedad estatal. De manera similar, el OCP puede recibir para transporte crudos con °API

mayores a 15, incluso crudos livianos<sup>16</sup> y transportarlos por ese oleoducto de propiedad privada.

Se debe mencionar el hecho que el OCP ha pretendido transportar el crudo de participación del Estado en la producción de las compañías privadas, cobrando la tarifa de \$ 2.146 por barril, crudo que siempre ha sido transportado por el SOTE, lo que ha significado el no pago por parte del Estado de aproximadamente \$ 68.8 millones por año. Por estas razones, el OCP es competencia directa del SOTE.

## **TAMAÑO DEL MERCADO**

En el presente análisis se analiza el tamaño actual del mercado para el producto: **“Servicio de transporte de petróleo desde la Región Amazónica hasta la provincia de Esmeraldas”**; se analiza primero que transporta cada oleoducto en la actualidad.

### **Crudo transportado por el OCP:**

Durante el año 2006, el OCP transportó crudo de las compañías dueñas de este oleoducto y a partir del 15 de mayo de 2006, también transportó crudo de propiedad del Estado Ecuatoriano, producido en el Bloque 15, puesto que en esa fecha, mediante resolución expedida por el Ministro de Energía y Minas se declara la caducidad del Contrato para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 15 de la Región Amazónica, y de los Convenios de Operación Unificada de los Campos Edén Yuturi y Limoncocha, suscritos entre PETROECUADOR y Occidental Exploration and Production Company, y dispone la ejecución de dicha resolución a PETROECUADOR.

El la Tabla No. 7 se muestran los volúmenes de petróleo transportado por cada compañía durante el año 2006:

---

<sup>16</sup> Ver el glosario de términos la clasificación de los crudos de acuerdo al °API.

COMPAÑÍA	CAMPOS	BPA	BPD	°API
OXY <sup>(*)</sup>	BLOQUE 15 - EDEN YUTURI Y LIMONCOCHA	9,764,746	72,331	19.7
PETROECUADOR B15 <sup>(*)</sup>	BLOQUE 15 - EDEN YUTURI Y LIMONCOCHA	16,330,899	71,004	19.9
REPSOL YPF	BLOQUE 16	15,481,028	42,414	15.3
ANDES PETROLEUM	BLOQUE TARAPOA	12,025,150	32,946	22.0
PERENCO	BLOQUE 21	4,549,956	12,466	18.8
<b>TOTAL</b>	-	<b>58,151,779</b>	<b>159,320</b>	<b>19.4</b>

Nota (\*)

A partir del 15 de mayo sale la compañía OXY y PETROECUADOR asume la operación de esos campos

Elaboró: El Autor

**Tabla No. 7 Volumen transportado por el OCP por compañía, año 2006**

Se debe también indicar que las compañías socias de OCP suscribieron contratos para reservar capacidad de transporte en ese oleoducto, en virtud de los cuales, éstas se comprometen a pagar por la capacidad garantizada o reservada y con ello disponer de los recursos para cubrir los costos y gastos del oleoducto, incluido los intereses para amortizar la deuda que adquirieron en la fase de construcción.

El pago mencionado lo deben hacer las compañías, transporten o no transporten esa capacidad reservada (ship or pay). El volumen comprometido y el % ocupado de ese volumen se detallan a continuación en la Tabla No. 8.

<b>COMPROMISO SHIP OR PAY</b>		
COMPAÑÍA	BPD	% Ocupación
OCCIDENTAL EXPLORATION AND PRODUCTION COMPANY (OXY)	42,000	100%
REPSOL YPF ECUADOR S.A.	100,000	42%
ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.	108,000	31%
PERENCO ECUADOR LIMITED	20,000	62%
ECUADOR TLC (PETROBRAS)	80,000	0%
<b>TOTAL</b>	<b>350,000</b>	-

Elaboró: El Autor

**Tabla No. 8 Capacidad garantizada en el OCP y % de ocupación en el 2006**

La ocupación de la capacidad garantizada únicamente lo hacía al 100% la compañía OXY, el resto de compañías no han cumplido y han tenido que pagar el

compromiso “Ship or pay” lo cual ha sido una importante pérdida, la misma que fue compensada al haber exportado su crudo a precios altos.

### Crudo transportado por el SOTE.

Durante el año 2006, el SOTE transportó un promedio de 347,989 BPD ocupó el 96.7% de su capacidad.

En la Tablas No. 9 y 10 y 11 se detalla el origen del crudo transportado por el SOTE durante el año 2006.

## TRANSPORTE DE PETRÓLEO DEL ORIENTE ECUATORIANO (SOTE + OCP)

SEGREGANDO CRUDO PARA REFINERIAS LIBERTAD Y ESMERALDAS, TODA LA PARTICIPACIÓN DEL ESTADO POR EL SOTE

OLEODUCTO No.	COMPAÑÍA	PRODUCCIÓN		PROPIEDAD ESTADO		PROPIEDAD COMPAÑÍA		SOTE	
		BPD	*API	%	BPD	%	BPD	BPD	*API
1	PETROPRODUCCIÓN Sucumbios	25,571	28.70	100.00%	25,571	0.00%	0	25,571	28.7
2	PETROPRODUCCIÓN Cuyabeno	20,073	26.93	100.00%	20,073	0.00%	0	20,073	26.9
	AEC (CITY) (Bloque 27)	3,911	22.00	15.37%	601	84.63%	3,310	3,911	22.0
3	PETROPRODUCCIÓN	123,051	27.10	100.00%	123,051	0.00%	0	123,051	27.1
	RESIDUO COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI	10,000	15.00	100.00%	10,000	0.00%	0	10,000	15.0
	GASOLINA NATURAL COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI	1,220	73.00	100.00%	1,220	0.00%	0	1,220	73.0
	RESIDUO REFINERIA LAGO AGRIO	500	17.00	100.00%	500	0.00%	0	500	17.0
	BELLWETHER (Marginal Charapa)	0	0.00	66.70%	0	33.30%	0	0	0.0
	PETROSUD PETRORIVA ( Marginal Palanda - Yuca Sur)	3,545	24.40	47.81%	1,695	52.19%	1,850	3,545	24.4
	PETROSUD PETRORIVA ( Marginal Pindo)	3,003	20.60	64.47%	1,936	35.53%	1,067	3,003	20.6
	PETROBELL (Marginal Tiguino)	4,604	21.90	43.87%	2,020	56.13%	2,584	4,604	21.9
	ENAP CHILE (Servicios Especificos)	19,714	24.00	100.00%	19,714	0.00%	0	19,714	24.0
	PERENCO (Bloque 7)	5,308	22.80	22.91%	1,216	77.09%	4,092	5,308	22.8
	PERENCO (Coca - Payamino)	5,915	24.00	29.13%	1,723	70.87%	4,192	5,915	24.0
	ECUADOR TLC (PETROBRAS) (Bloque 18 y Palo Azul)	25,712	28.10	49.76%	12,794	50.24%	12,918	25,712	28.1
EncanEcuador (ex-VINTAGE) (Bloques 14 y 17)	8,579	18.90	12.52%	1,074	87.48%	7,505	8,579	18.9	
4	TECPECUADOR (Marginal Bermejo)	7,895	31.50	70.29%	5,549	29.71%	2,346	7,895	31.5
	LUMBAQUI OIL (Bloque 11)	0	28.40	26.90%	0	73.10%	0	0	28.4
5	AGIP <sup>P1)</sup>	22,648	19.00	100.00%	22,648	0.00%	0	22,648	18.2
	PERENCO (Bloque 21)	14,123	17.00	18.16%	2,565	81.84%	11,558	2,565	18.2
6	REPSOL-YPF (Bloque 16, Tivacuno, Bogui Capirón)	53,902	15.30	26.77%	14,428	73.23%	39,474	14,428	15.3
7	EX-OCCIDENTAL (Bloque 15, Limoncocha, Eden Yuturi) <sup>P2)</sup>	98,828	20.10	100.00%	98,828	0.00%	0	25,000	20.1
8	AEC (F-18B, M4A y Tarapoa)	51,194	21.90	25.88%	13,250	74.12%	37,944	13,250	21.9
		509,296	22.74	74.70%	380,456	25.30%	128,840	346,493	24.47

Fuente: Gerencia de Oleoducto

Elaboró: El Autor

**Tabla No. 9 Crudo transportado por el SOTE en el Año 2006.**

### PREMISAS

<sup>P1)</sup> Para el Bloque 10 (AGIP) todo el crudo es del Estado (Contrato Prestación de Servicios), se puede hacer la similitud con contrato de participación por el pago en especie

<sup>P2)</sup> La EX - participación del Estado en los campos del Bloque 15 y Unificados se transporta desde Shushufindi por el oleoducto de Petroproducción.

<sup>P3)</sup> Corresponde al volumen promedio de crudo transportado por el SOTE en el 2006

<sup>P4)</sup> Es el crudo de propiedad de las compañías EncanEcuador (Bloque 14 y 17), PERENCO (Bloque 7 y Coca-Payamino), City Oriente (Bloque 27) PETROBRAS (Bloque 18 y Palo Azul) y Operadoras de Campos Marginales

<sup>P5)</sup> Corresponde al volumen de la exparticipación de la Compañía OXY, ahora de propiedad del Estado

<sup>P6)</sup> Este volumen corresponde a crudo del Estado (Crudo pesado) que OPERATIVAMENTE puede transportarse por el SOTE O POR EL OCP

Incluido el crudo de Agip por reposición de costos y gastos (Contrato de Prestación de Servicios).

**Tabla No. 10 Premisas para las Tablas 9 y 11**

<b>TRANSPORTE POR EL SOTE</b>		
DESCRIPCIÓN	BPD	° API
TOTAL SOTE <sup>P3)</sup>	347,989	24.5
REFINERÍA LA LIBERTAD	38,250	27.7
REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS	91,297	25.1
TOTAL EXPORTACIÓN (CRUDO ORIENTE)	219,238	23.7

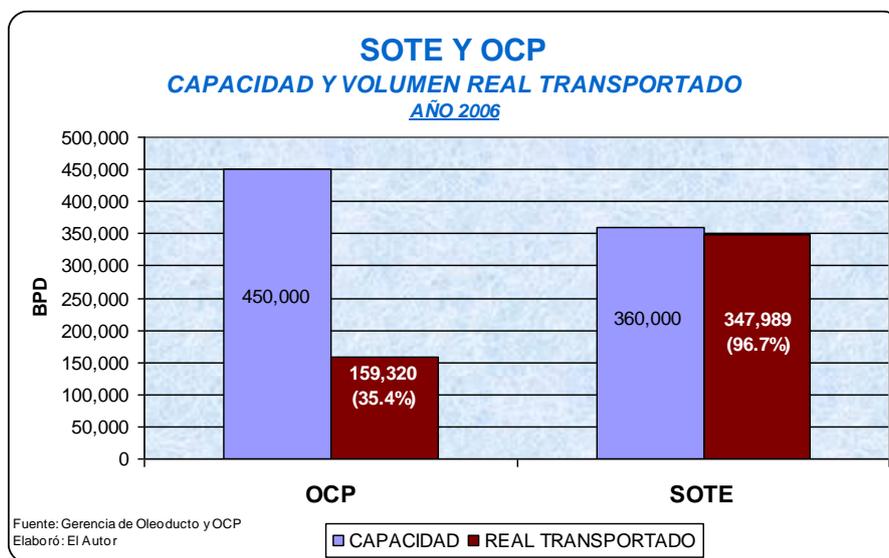
CRUDO DE:	BPD	° API
COMPAÑÍAS QUE SE TRANSPORTA POR EL SOTE <sup>P4)</sup>	39,864	24.2
PETROECUADOR QUE SE TRANSPORTA POR EL OCP <sup>P5)</sup>	73,828	20.1
PARTICIPACIÓN DEL ESTADO TRANSPORTADO POR EL SOTE <sup>P6)</sup>	87,891	18.4

Fuente: Gerencia de Oleoducto

Elaboró: El Autor

**Tabla No. 11 Resumen crudo transportado por el SOTE, Año 2006.****Ocupación de la capacidad de transporte de los oleoductos:**

Como se puede observar en la Figura No. 20, durante el año 2006, el OCP con un promedio de 159,320 BPD transportados, únicamente ha cubierto el 35.4% de su capacidad instalada de transporte que es de 450,000 BPD; mientras que el SOTE, como se detalla en el siguiente análisis, con un promedio de 347,989 BPD ocupó el 96.7% de su capacidad.



Elaboró: El Autor

**Figura No. 20 Capacidad oleoductos y volumen transportado en el año 2006**

### **Análisis del tamaño de mercado:**

Como se puede ver en la Tabla No. 11, existe un volumen de crudo de propiedad del Estado Ecuatoriano de aproximadamente 88,000 barriles que puede ser transportado por cualquiera de los dos sistemas de transporte (SOTE u OCP).

El resto de crudo son clientes cautivos de cada oleoducto, en el OCP por el compromiso "Ship or pay" de las compañías socias y en el SOTE por cuanto por una parte, se trata de crudo liviano de PETROPRODUCCIÓN que debe ser segregado y transportado mediante bacheo para abastecer a las refinerías y por otra, las compañías privadas usuarias del SOTE tienen conexión mediante oleoductos secundarios, únicamente con el SOTE.

En el futuro, los volúmenes transportados por los dos oleoducto disminuirán en forma sostenida, incrementándose únicamente cuando entre en operación del Bloque ITT con más de 700 millones de barriles de crudo de 14.5 °API (pesado), lo cual se estima será después del año 2012.

Para transportar el crudo del ITT, el OCP podría hacerlo en las condiciones actuales, mientras que el SOTE debe rediseñar parte de su infraestructura.

### **PRECIOS DEL SERVICIO.**

En la industria del transporte de hidrocarburos, el precio del servicio está determinado por una **tarifa**. Sin embargo, considerando que el mercado en disputa es crudo de propiedad del Estado, que ahora se transporta por el SOTE, la tarifa que se pagaría en el OCP debe compararse con los costos del SOTE, los mismos que se describen a continuación:

### **Costos operativos del SOTE**

El costo operativo del SOTE para el año 2006 fue de \$ 1.12 / Barril transportado. Se debe indicar que un alto porcentaje de ese costo operativo corresponde a las

depreciaciones, por lo que el costo operativo sin depreciaciones en el año 2006 fue de \$ 0.41 / Barril transportado.

### Costo Marginal de transporte en el SOTE

Considerando que los costos operativos del SOTE son en su mayoría FIJOS, es decir no dependen del volumen de crudo transportado, es recomendable estimar el COSTO MARGINAL DE TRANSPORTE, el mismo que se define de la siguiente manera: *Es el valor que la Gerencia de Oleoducto debe incurrir para transportar un barril de crudo adicional; o lo que es lo mismo, cuanto dejaría de gastar si se deja de transportar un barril de crudo.*

El Costo Marginal estimado se lo determina a continuación en la Tabla No. 12 y es el valor que se utilizará para encontrar el costo de transportar volumen adicional de crudo por el SOTE o el valor que se deja de gastar cuando no se transporta un volumen determinado de crudo por este oleoducto.

Concepto	Ejecución 2006 (Miles \$)	COSTOS (Miles \$) (ESTIMACIÓN)			
		Fijos		Variables	
<b>GASTOS PERSONAL</b>	9,528.05	95%	9,051.65	5%	476.40
<b>SERV. GENERALES (seguros)</b>	6,670.64	95%	6,337.10	5%	333.53
<b>SERVICIOS PARA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>	14,665.56	50%	7,332.78	50%	7,332.78
<b>DEPRECIACIONES Y AMORT.</b>	90,938.11	100%	90,938.11	0%	0.00
<b>MATERIALES Y SUM.</b>	18,076.24	30%	5,422.87	70%	12,653.37
<b>IMPUESTOS CONT. Y GAST. FIN.</b>	2,895.16	100%	2,895.16	0%	0.00
<b>GASTO TOTAL</b>	<b>142,773.77</b>	<b>85%</b>	<b>121,977.68</b>	<b>15%</b>	<b>20,796.08</b>

$$\text{Costo Marginal de Transporte} = \frac{\text{Costo Variable Total}}{\text{Volumen Total de Crudo Transportado}}$$

Volumen de crudo transportado en 2006:	127,016,114	Barriles
<b>Costo marginal de Transporte por el SOTE:</b>	<b>0.1637</b>	<b>\$/Barril</b>

Fuente de datos: Gerencia de Oleoducto

Elaboración: El Autor.

### **Tabla No. 12 Determinación del costo marginal de transporte en el SOTE**

### **Tarifa de transporte en OCP**

La tarifa preferencial para el crudo del Estado Ecuatoriano que se transporte por el OCP está establecida en el CONTRATO DE AUTORIZACIÓN PARA LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DEL OCP suscrito entre el Ministro de Energía y el Representante Legal de esa compañía el 15 de febrero de 2001 y es igual a \$ 2.00 mas el ajuste por distancia.

El valor efectivo de la tarifa de transporte del crudo de Estado por el OCP es de \$ 2.146 por barril (desde la Estación Amazonas hasta Esmeraldas).

### **Tarifa convenida con compañías socias de OCP.**

Posterior a la declaratoria de caducidad del contrato con la compañía OCCIDENTAL (Bloque 15 y campos unificados Edén Yuturi y Limoncocha), PETROECUADOR negoció con las compañías socias de OCP que disponían de Capacidad Garantizada o Reservada de Transporte en OCP (Ship or Pay) y se suscribieron convenios para trasportar por el OCP, el crudo del Bloque 15, hasta el volumen de 70,000 BPD.

La tarifa de transporte por el OCP, convenida con estas compañías para el crudo del Bloque 15 (20.1 °API aproximadamente) es de \$ 1.436 por barril.

Con cargo a esos convenios no es posible trasportar crudos de menor calidad al del Bloque 15.

### **PRECIOS DE EXPORTACIÓN DEL CRUDO TRANSPORTADO POR CADA UNO DE LOS OLEODUCTOS:**

En el año 2006 y enero de 2007 se comercializó el crudo Oriente de aproximadamente 23.7 °API (transportado por el SOTE) y Crudo Napo de aproximadamente 19 °API (transportado por el OCP) con los precios indicados en la Tabla No. 13:

PERÍODO	PRECIOS \$/Bbl		
	ORIENTE	NAPO	DIFERENCIA
Ene-07			
Jun-06	61.096	55.581	5.515
Jul-06	65.646	56.631	9.015
Ago-06	61.991	56.481	5.510
Sep-06	51.951	46.486	5.465
Oct-06	47.306	41.489	5.817
Nov-06	45.871	40.426	5.445
Dic-06	48.654	42.898	5.756
Ene-07	43.349	37.170	6.179
		<b>Promedio</b>	<b>6.088</b>

Elaboró: El Autor

**Tabla No. 13 Precios de los crudos Oriente Napo**

**El diferencial promedio entre crudo Oriente y Crudo Napo fue de \$ 6.09 por barril exportado, en el período analizado.**

### 1.1.7 INFORMACIÓN DE OTROS GRUPOS DE INTERÉS

Los otros grupos de interés que forman parte del entorno a la Gerencia de Oleoducto son los siguientes: El gobierno; la comunidad; los inversionistas; y los proveedores de obras, bienes y servicios. (Se mencionan únicamente los más importantes).

#### **EL GOBIERNO.**

El Gobierno Nacional es el primer grupo de interés del entorno de la Gerencia de Oleoducto, por cuanto la operación del SOTE permite la exportación del petróleo y el abastecimiento a las refinerías y generar recursos por más de \$ 3.188 millones anuales<sup>17</sup>, rubro que ingresa directamente al Presupuesto General del Estado y no sería factible generarlo sin el contingente del SOTE.

<sup>17</sup> Tomado del libro PETROECUADOR el desafío de una nueva empresa, año 2007; pág. 12

## **LA COMUNIDAD.**

Para la comunidad, es importante que el SOTE opere por cuanto éste genera recursos económicos para el Estado que a su vez los puede revertir en beneficio de todos los ecuatorianos.

Adicionalmente, para la comunidad es importante que el SOTE opere en estricto apego al cuidado del medio ambiente, evitando principalmente derrames de crudo. Es decir la Gerencia de oleoducto debe prevenir la contaminación del suelo, aire y agua en todas sus operaciones.

## **LOS INVERSIONISTAS.**

Por cuanto el SOTE es una infraestructura probada que puede generar utilidades por su operación, pueden existir inversionistas interesados en adquirirlo ante una eventualidad de privatización.

## **PROVEEDORES DE BIENES, OBRAS Y SERVICIOS.**

La Gerencia de Oleoducto desembolsa efectivamente, aproximadamente \$ 40 millones por año, por concepto de pagos por la adquisición de bienes, obras o servicios, este es un rubro importante que amerita darle la importancia debida. Cabe mencionar que la normativa legal vigente en materia de contrataciones en PETROECUADOR no permite la eficiencia y eficacia en esta materia.

Los principales proveedores de la Gerencia de Oleoducto, a mayo de 2006, son los siguientes:

- **Cuerpo de Ingenieros del Ejército:** Servicios de mantenimiento y seguridad del SOTE,
- **ETT:** Intermediadora de personal técnico y misceláneo,
- **DUMYS:** Servicios de alimentación y limpieza,
- **PETROCOMERCIAL,** combustibles, principalmente diesel.

Los repuestos de mayor rotación o cuyas adquisiciones son más significativas son los siguientes:

- Partes de motor ALCO,
- Partes de turbocargadores NAPIER,
- Mangueras marinas (flotantes y submarinas),
- Monoboyas SBM-IMODCO,
- Partes de motores, equipo pesado y generadores CATERPILLAR.

### **1.1.8 CADENA DE VALOR DE LA GERENCIA DE OLEODUCTO**

Se han identificado los siguientes procesos principales dentro de la cadena de valor:

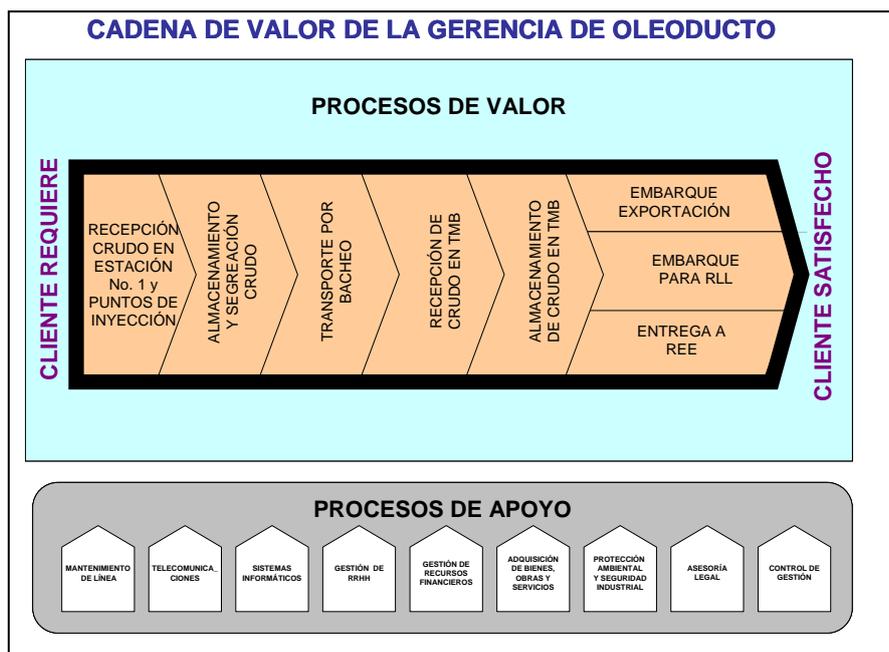
- Recepción de crudo en Lago Agrio
- Segregación y almacenamiento de crudo
- Transporte de crudo por bacheo (incluye la inyección en los kilómetros 51 y 151 (TECPECUADOR Y AGIP + PERENCO); bombeo y reducción de presión
- Recepción de crudo en el TMB
- Almacenamiento y segregación de crudo en el TMB
- Entrega a REE
- Embarque para RLL
- Embarque para exportación.

Los procesos principales tienen en los siguientes **procesos de apoyo**, que son indispensables en la creación del valor agregado que genera esta Gerencia:

- Mantenimiento de línea y carretera
- Sistema de Telecomunicaciones
- Sistemas informáticos
- Adquisición de bienes, obras y servicios
- Protección ambiental y seguridad industrial

- Gestión de RRHH<sup>18</sup>
- Gestión de Recursos Financieros
- Control de Gestión
- Asesoría Legal.

En la Figura No. 21 se grafica la cadena de valor de la Gerencia de Oleoducto:



Elaboró: El Autor

**Figura No. 21 Cadena de valor**

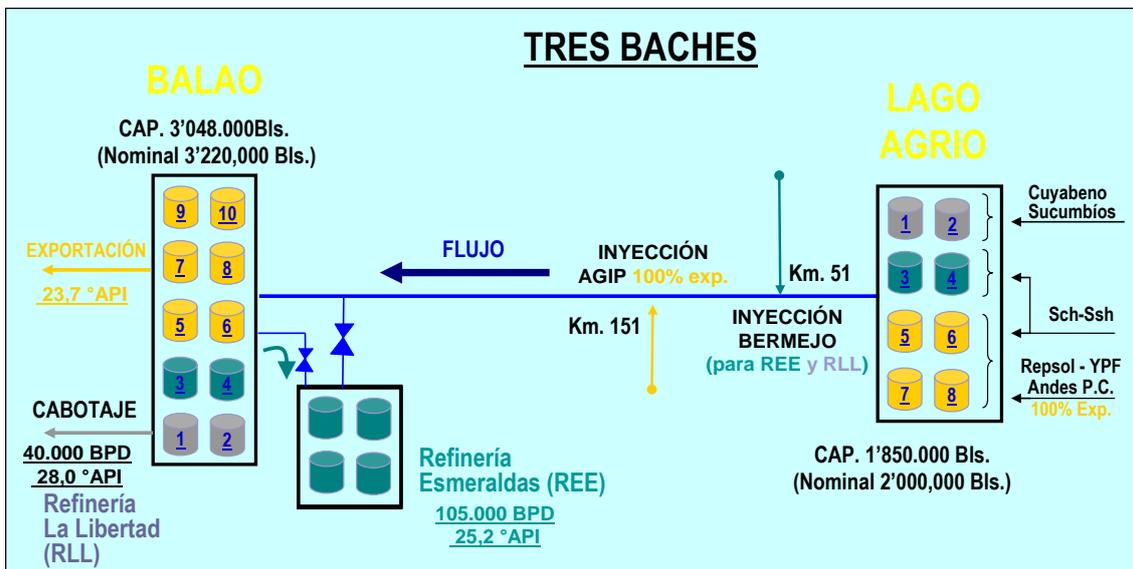
### 1.1.9 OPERACIÓN DEL OLEODUCTO

Como ya se indicó en el punto anterior, dentro de los procesos de valor consta la operación del SOTE mediante bacheo, lo cual significa que esta Gerencia, recibe el crudo y lo almacena en diferentes tanques según su °API (segregación), luego prepara las mezclas según los requerimientos de las refinерías y el saldo para exportación; los volúmenes, cantidades y más particularidades de este sistema de operación del SOTE se lo ilustra en la Figura No. 22.

Para cumplir la misión de transportar el crudo y abastecer a las refinерías y la exportación, la Gerencia de Oleoducto, históricamente ha tenido que utilizar

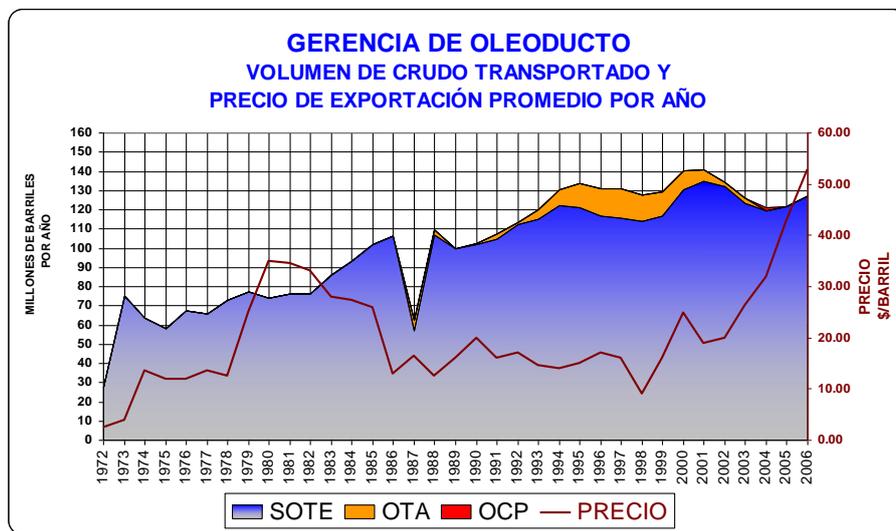
<sup>18</sup> **RRHH**: Recursos Humanos

también otros oleoductos, como son el OTA (1987 – 2003) y el OCP (en una emergencia del SOTE por rotura del oleoducto en marzo del año 2004). En la Figura No. 23 se ilustra la utilización de esos oleoductos y el SOTE:



Elaboró: El Autor.

Figura No. 22 Esquema de operación del SOTE mediante bacheo.



Fuente: Gerencia de Oleoducto y Gerencia de Comercio Internacional; Elaboró: El Autor

Figura No. 23 Transporte de crudo por los oleoductos.

A continuación, en la Tabla No. 14, se muestran los volúmenes de crudo transportados por la Gerencia de Oleoducto a través de los tres oleoductos:

**TRANSPORTE DE CRUDO**  
Cifras en Miles de Barriles

OLEODUCTO	AÑO										VARIACIÓN 2006 - 2005
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
<b>SOTE</b>											
TOTAL	115,536	113,845	116,800	130,656	134,868	132,240	120,962	119,276	121,779	127,016	4.3%
PROMEDIO / DIA	317	312	324	357	370	362	331	326	334	348	
<b>OTA</b>											
TOTAL	15,397	13,660	12,555	9,769	6,075	2,266	2,505	0	0	0	0.0%
PROMEDIO / DIA	42	37	35	27	17	6	7	0	0	0	
<b>OCP</b>											
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	2,020	0	0	0.0%
PROMEDIO / DIA	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	
<b>TOTAL</b>											
SOTE + OTA + OCP	130,933	127,505	129,355	140,425	140,944	134,506	123,468	121,296	121,779	127,016	4.3%
PROMEDIO / DIA	359	349	359	384	387	369	338	331	334	348	

Fuente: Gerencia de Oleoducto

Elaboración: El Autor.

**Tabla No. 14 Volúmenes de crudo transportado 1997 – 2006**

### 1.1.10 GESTIÓN DE RECURSOS HUMANOS

La Gerencia de Oleoducto, a mayo de 2006, cuenta con 223 trabajadores de nómina y 684 contratados mediante intermediación laboral con las compañías ETT (personal técnico y administrativo), SOLTOTAL (personal técnico para telecomunicaciones), CEE (Cuerpo de Ingenieros del Ejército, personal para mantenimiento del oleoducto), COOPSME (personal técnico para el área marítima del TMB), y por servicios profesionales. En la siguiente tabla se detalla el número de trabajadores por compañía y por área de trabajo.

UNIDAD	PETROECUADOR	INTERMEDIACIÓN LABORAL				SER. PROF.	TOTAL
		ETT	SOLTOTAL	CEE	COOPSME		
GERENCIA	4	1					5
S. OPERACIONES	117	96		96			309
S. MANTENIMIENTO	28	2		244			274
S. BALAO	35	20		59	112	1	227
U. LEGAL	2	2					4
U. CONTROL DE GESTIÓN	2	2					4
U. SISTEMAS	2	5					7
U. ADMINISTRATIVA	6	5					11
U. CONTRATOS	4	2					6
U. MATERIALES	6	9					15
U. COMUNICACIONES	5	1	10				16
U. PROT. AMB. Y SEG. IND.	4	3					7
U. FINANCIERA	8	14					22
<b>TOTAL</b>	<b>223</b>	<b>162</b>	<b>10</b>	<b>399</b>	<b>112</b>	<b>1</b>	<b>907</b>

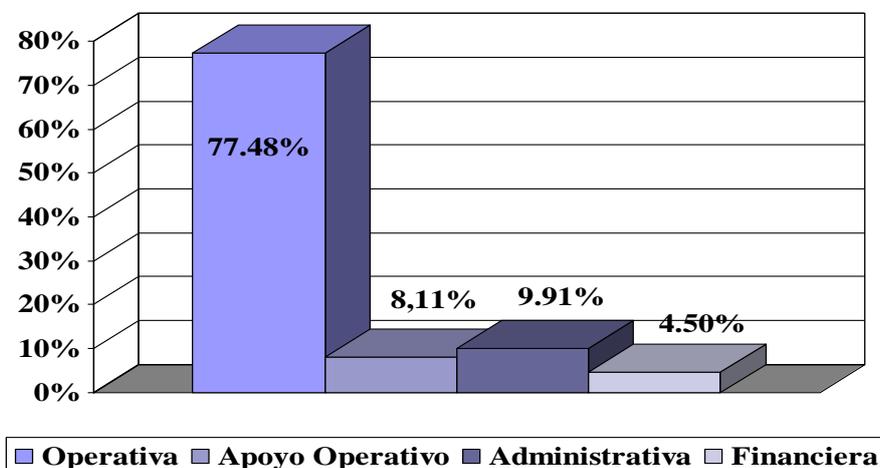
No incluye servicio de seguridad y vigilancia.

Fuente: Gerencia de Oleoducto

Elaboración: El Autor.

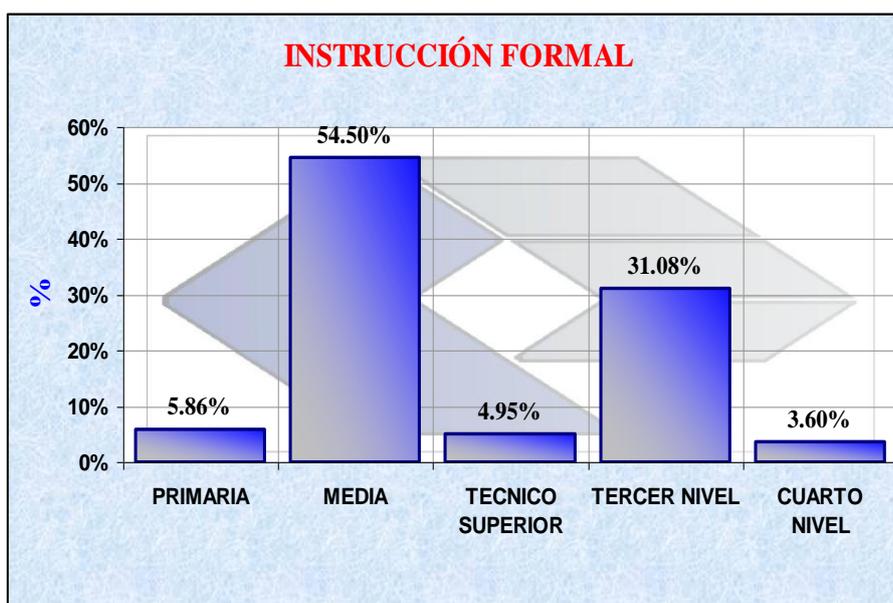
**Tabla No. 15 Resumen del personal que labora en la Gerencia de Oleoducto.**

Del personal de nómina (que pertenece a PETROECUADOR), el 77.48% es operativo, ver detalles en la Figura No. 24.



**Figura No. 24 Clasificación del personal de acuerdo al tipo de trabajo**

En la Figura No. 25 se aprecia el nivel de instrucción formal del personal de nómina de la Gerencia de Oleoducto, destacándose que la mayoría de trabajadores (el 54.5 %) tiene únicamente instrucción media, es decir sin estudios universitarios.



**Figura No. 25 Instrucción formal del personal de nómina.**

En la Gerencia de Oleoducto se dispone de un área de capacitación, sin embargo se debe resaltar que no existe una planificación de estas actividades orientadas a elevar el nivel de competencias del recurso humano.

## **1.2 SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA DEL PAÍS**

### **1.2.1 SISTEMA PETROECUADOR**

Los artículos 1 y 2 de la Ley Especial de PETROECUADOR definen respectivamente la Naturaleza y el Objetivo de esta empresa, lo cual transcribo a continuación:

*“Naturaleza.- Créase la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, PETROECUADOR, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, con domicilio principal en la ciudad de Quito.*

*En su gestión empresarial estará sujeta a esta Ley Especial, a los reglamentos que expedirá el Presidente de la República, a la Ley de Hidrocarburos y a las demás normas emitidas por los órganos de la Empresa.*

*Créase una empresa estatal filial permanente para cada una de las siguientes actividades operativas:*

- a) Exploración y producción;*
- b) Industrialización; y,*
- c) Comercialización y transporte.*

*Estas empresas filiales tendrán personalidad jurídica y autonomía administrativa y operativa.*

*PETROECUADOR, por sí o por medio de sus empresas filiales y dentro del ámbito de su gestión, podrá desarrollar actividades en el exterior.”*

*“Objetivo.- PETROECUADOR tiene por objeto el desarrollo de las actividades que le asigna la Ley de Hidrocarburos, en todas las fases de la industria petrolera, lo cual estará orientado a la óptima utilización de los hidrocarburos, que pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado, para el desarrollo económico y social del país, de acuerdo con la política nacional de hidrocarburos establecida por el Presidente de la República, incluyendo la investigación científica y la generación y transferencia de tecnología.*

*PETROECUADOR se encargará de planificar, coordinar y supervisar las actividades de las empresas filiales y controlar que las mismas sean ejecutadas de manera regular y eficiente.*

*En el ejercicio de sus actividades, PETROECUADOR y sus empresas filiales preservarán el equilibrio ecológico, para lo cual crearán una unidad específica, cuya labor fundamental consistirá en prevenir y controlar la contaminación ambiental, así como evitar que sus actividades afecten negativamente a la organización económica y social de las poblaciones asentadas en las zonas donde éstas sean realizadas.”*

Esta empresa está formada por una Matriz, tres Filiales y cuatro Gerencias corporativas dependientes estructuralmente de la Matriz, como se indica a continuación:

**FILIALES:**

PETROPRODUCCIÓN (PPR): Exploración y Producción

PETROINDUSTRIAL (PIN): Refinación

PETROCOMERCIAL (PCO): Transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de derivados.

### GERENCIA CORPORATIVAS:

OLEODUCTO (SOTE): Transporte de petróleo

COMERCIO INTERNACIONAL (GCI): Exportación e importación de hidrocarburos.

PROTECCIÓN AMBIENTAL (GPA): Gestión ambiental.

ECONOMÍA Y FINANZAS (GEF): Gestión de recursos financieros.

ADMINISTRATIVA (GAD): Gestión de recursos humanos

En la Figura No. 26 se puede observar el Organigrama Estructural de este sistema empresarial, en el que también se indican otras unidades de apoyo.



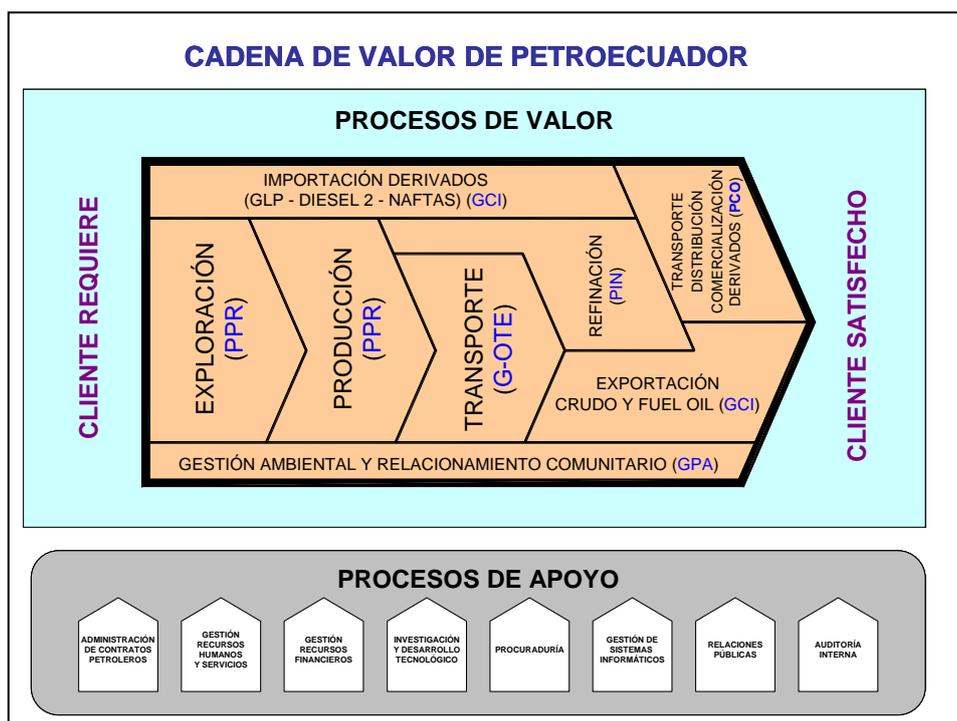
Fuente: PETROECUADOR

Elaboró: El Autor

**Figura No. 26 Organigrama Estructural de PETROECUADOR**

## CADENA DE VALOR

Como se indicó en anteriormente, esta empresa desarrolla todas las actividades de la industria hidrocarburífera del país y estando organizada conforme el organigrama estructural de la Figura No. 26, tiene la siguiente cadena de valor (Figura No. 27)



Elaboró: El Autor

**Figura No. 27 Cadena de Valor de PETROECUADOR**

## APORTE DE PETROECUADOR A LA ECONOMÍA NACIONAL

Por el desarrollo de sus actividades, durante el año 2006, PETROECUADOR contribuyó con 3.183 millones de dólares para el financiamiento del Presupuesto General del Estado, equivalente al 44.7% de los ingresos totales del país y el 37.09% del presupuesto codificado del Gobierno. Ese valor también representa el 17.38% del Producto Interno Bruto.

Las exportaciones de PETROECUADOR, representaron el 34.92% de las exportaciones totales del País.

La contribución de PETROECUADOR al Presupuesto General del Estado en el año 2006 se incrementó respecto al 2005, año en el que el aporte al Presupuesto General del Estado fue de aproximadamente 2.300 millones de dólares, debido al incremento de las exportaciones por la caducidad del contrato del Bloque 15, el aumento de los ingresos provenientes de los contratos de participación por el cambio a la Ley de Hidrocarburos (repartición del 50-50 de los excedentes respecto a un precio referencial) y también debido al incremento del precio de exportación del petróleo ecuatoriano.

En la Tabla No. 16 se presenta un resumen de las cifras del aporte de PETROECUADOR a la economía nacional.

Se debe indicar que el aporte de PETROECUADOR a la economía nacional podría ser mayor, pero esta empresa absorbe el subsidio a los combustibles importados, principalmente diesel y gas licuado (gas doméstico) cuyo costo es de \$ 2.16 por galón y \$ 10.73 por bombona de 15 Kg<sup>19</sup>. Productos que se venden a \$1.00 por galón y \$ 1.60 por bombona de 15 Kg.

Cifras en Miles (\$)	
<b>CON RELACIÓN AL PIB</b>	
INGRESOS DE PETROECUADOR	7,108,668
PIB	40,892,080
% DE CONTRIBUCIÓN	17.4%
<b>CON RELACIÓN A LAS EXPORTACIONES</b>	
TOTAL EXPORTACIONES DEL PETROECUADOR	4,357,686
TOTAL EXPORTACIONES DEL PAÍS	12,478,061
% DE CONTRIBUCIÓN	34.9%
<b>CON RELACIÓN AL PRESUPUESTO DEL ESTADO</b>	
APORTES AL ESTADO DEL PETROECUADOR	3,183,511
PRESUPUESTO GENERAL DEL ESTADO CODIFICADO	8,583,913
% DE CONTRIBUCIÓN	37.1%
<b>CON RELACIÓN A LOS INGRESOS DE PETROECUADOR</b>	
APORTES AL ESTADO DEL PETROECUADOR	3,183,511
INGRESOS TOTALES DE PETROECUADOR	7,108,668
% DE CONTRIBUCIÓN	44.8%

Fuente: PETROECUADOR; Elaboró: El Autor

**Tabla No. 16 Cifras de PETROECUADOR y la Economía Nacional, año 2006.**

<sup>19</sup> Tomado de PETROECUADOR el desafío de una nueva empresa, año 2007, página 42

## ESTADOS FINANCIEROS

A continuación se presentan el Balance General y el Estado de Resultados del Sistema PETROECUADOR, años 2005 y 2006 (Ver Tablas No. 17 y 18).

PETROECUADOR					
BALANCE GENERAL CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE					
Cifras en dólares					
ACTIVOS			PASIVO Y PATRIMONIO		
	AÑO 2005	AÑO 2006		AÑO 2005	AÑO 2006
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>			<b>PASIVO CORRIENTE</b>		
CAJA BANCOS	15,551,464	31,919,043	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR	925,056,082	837,381,950
INVERSIONES FINANCIERAS	46,334	46,334	OBLIGACIONES FINANCIERAS	46,830,948	25,241,163
CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR	1,030,346,716	946,420,268	ACREEDORES DIVERSOS	76,338,959	69,139,982
INVENTARIOS PRODUCTOS Y M.P.	391,797,277	429,061,192	OTROS PASIVOS A CORTO PLAZO	2,101,442	4,431,117
GASTOS ANTICIPADOS	58,818,590	54,513,495	<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>	<b>1,050,327,431</b>	<b>936,194,212</b>
<b>TOTAL ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>1,496,560,381</b>	<b>1,461,960,332</b>	<b>PASIVOS A LARGO PLAZO</b>		
<b>ACTIVO FIJO</b>			OBLIGACIONES INS. NACIONALES	918	0
PREPRODUCCIÓN Y PRODUCCIÓN	190,134,254	286,276,221	OBLIGACIONES INS. EXTRANJERAS	127,422,000	109,476,200
PLANTAS, EQUIPOS Y MAQUINARIA	1,370,602,062	1,530,529,330	OTROS PASIVOS A LARGO PLAZO	0	0
OBRA EN CURSO	187,714,969	194,349,275	<b>TOTAL PASIVOS A LARGO PLAZO</b>	<b>127,422,918</b>	<b>109,476,200</b>
AEROPLANOS	116,412	620,396	<b>PATRIMONIO</b>		
EDIFICIOS	111,962,061	139,624,078	CAPITAL	2,445,675,601	2,930,487,253
TERRENOS	43,648,675	107,064,985	<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>2,445,675,601</b>	<b>2,930,487,253</b>
VEHICULOS	2,940,621	6,193,513			
MOBILIARIO	9,580,678	9,979,503			
EQUIPOS DE COMPUTACIÓN	4,988,509	12,506,221			
OTROS	22,808,204	22,999,530			
<b>TOTAL ACTIVO FIJO NETO</b>	<b>1,944,496,445</b>	<b>2,310,143,052</b>	<b>TOTAL PASIVO + PATRIMONIO</b>	<b>3,623,425,950</b>	<b>3,976,157,665</b>
<b>OTROS ACTIVOS</b>					
INVERSIONES A LARGO PLAZO	2,358,037	2,316,350			
OTROS ACTIVOS A LARGO PLAZO	180,013,087	201,737,931			
<b>TOTAL ACTIVO FIJO NETO</b>	<b>182,371,124</b>	<b>204,054,281</b>			
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>3,623,427,950</b>	<b>3,976,157,665</b>			

Fuente: PETROECUADOR, Elaboración: El Autor

**Tabla No. 17 Balance General de PETROECUADOR, años 2005 y 2006.**

PETROECUADOR		
ESTADO DE RESULTADOS DEL SISTEMA, AÑOS 2005 Y 2006		
cifras en Dólares		
	Año 2005	Año 2006
<b>INGRESOS</b>		
EXPORTACIONES DE CRUDO	2,300,128,386	3,729,172,279
VENTA INTERNA DE CRUDO	240,361,715	268,574,236
EXPORTACIONES DE DERIVADOS	477,250,783	628,513,490
VENTA INTERNA DE CRUDO (GAS)	3,885,651	8,385,390
VENTA INTERNA DE DERIVADOS	2,135,404,524	2,348,308,004
SERVICIO DE OLEODUCTO	30,619,185	37,812,438
DIFERENCIAL DE PRECIO	117,964,218	87,901,818
<b>TOTAL VENTAS</b>	<b>5,305,614,462</b>	<b>7,108,667,655</b>
<b>COSTO DE VENTAS</b>		
EXPORTACIONES DE CRUDO	450,257,682	552,820,250
VENTA INTERNA DE CRUDO	113,908,956	159,002,306
EXPORTACIÓN DE DERIVADOS	263,300,727	303,573,329
VENTA INTERNA DE DERIVADOS	2,096,859,439	2,757,382,248
SERVICIO DEL OLEODUCTO (SOTE)	23,635,229	14,726,646
<b>TOTAL COSTOS Y GASTOS</b>	<b>2,947,962,033</b>	<b>3,787,504,779</b>
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	74,752,768	120,773,524
<b>UTILIDAD OPERATIVA</b>	<b>2,282,899,660</b>	<b>3,200,389,352</b>
INGRESOS NO OPERATIVOS	17,906,549	19,011,112
<b>UTILIDAD DEL EJECICIO</b>	<b>2,300,806,209</b>	<b>3,219,400,464</b>
<b>PRESUPUESTO GENERAL DEL ESTADO Y OTROS PARTICIPES</b>	<b>2,315,419,963</b>	<b>3,183,510,576</b>
<b>SALDO POR LIQUIDAR</b>	<b>-14,613,754</b>	<b>35,889,888</b>

Fuente: PETROECUADOR, Elaboración: El Autor

**Tabla No. 18 Estado de Resultados PETROECUADOR, años 2005 y 2006.**

Como ya se indicó anteriormente, esta empresa generó \$3,183'510,576 en el año 2006, netos para el Presupuesto General del Estado, situación favorecida por el alto precio del petróleo exportado pero afectada negativamente por el alto nivel de **importaciones de derivados** que sumó \$2,134'759,898.

### **DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE PETROECUADOR.**

A continuación se listan un grupo de eventos causantes de la actual situación operativa – financiera difícil:

- ✗ Inexistencia de un plan maestro para el desarrollo de la industria petrolera ecuatoriana,
- ✗ Falta de apoyo gubernamental a PETROECUADOR que no ha entregado los recursos económicos para la operación y ejecución de inversiones,
- ✗ Alta rotación de las principales autoridades,
- ✗ Falta de atención por parte del gobierno central y los gobiernos seccionales a la comunidad de la Región Amazónica,
- ✗ Ingerencia política en las decisiones de las autoridades,
- ✗ Poca gestión de las administraciones de turno,
- ✗ Normativa de contrataciones de obras bienes y servicios complicada, que retarda la gestión de adquisición de bienes, obras y servicios específicos.

Lo indicado se corrobora con el siguiente texto copiado textualmente<sup>20</sup>:

*“Cabe resaltar que desde 1998, el Ministerio de Economía y Finanzas no ha entregado los recursos para alimentar el Fondo de Inversiones Petroleras establecido en la Ley Constitutiva de PETROECUADOR, contribuyendo con*

---

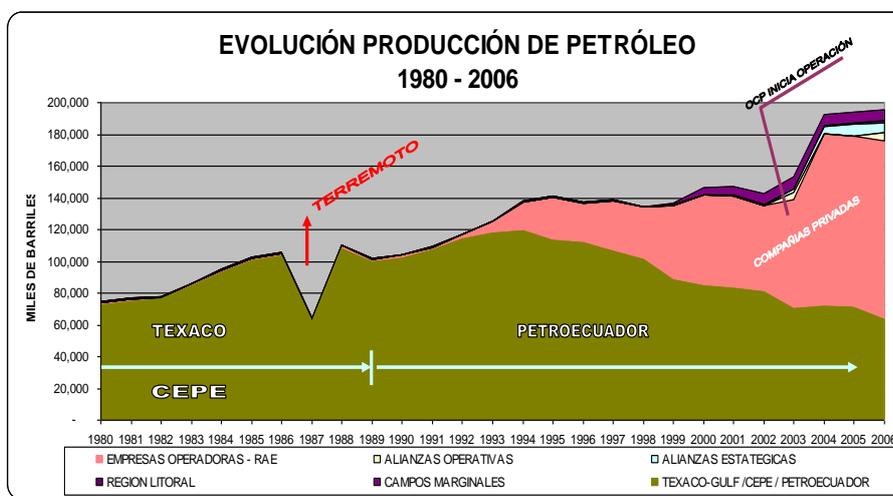
<sup>20</sup> PETROECUADOR, el desafío de una nueva empresa, año 2007, pág. 66

*esto a la descapitalización de la Empresa por cerca de US\$ 1.100 millones y generando la consecuente disminución de su capacidad operativa en producción, transporte, refinación y comercialización de crudo y derivados; todo lo cual ha acarreado una importante reducción de los ingresos estatales, y la grave afectación a la imagen institucional.”*

Estos hechos han provocado la situación actual en la que se resaltan los siguientes problemas que afectan directamente a los ingresos que PETROECUADOR genera y entrega al Estado:

### ⊖ Declinación de la producción en niveles elevados

Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, desde 1994, la producción de PETROECUADOR está disminuyendo en forma sostenida en el tiempo, la declinación promedio fue de 4.7% anual, lo cual se debe, a los causales ya indicados, que provocaron la falta de mantenimiento de pozos productivos e infraestructura en general así como la no perforación de pozos de desarrollo o de avanzada; se debe indicar además que la declinación también se debe a la pérdida de presión interna de los yacimientos (depletación) por acción natural al disminuir el volumen del fluido en el sitio después de más de 20 años de extracción del hidrocarburo.



**Figura No. 28 Histórico de producción de crudo a nivel nacional.**

### ⊖ Excesivo nivel de importación de derivados

El estado de las refinerías del país es crítico, la falta de inversión y gestión ha afectado significativamente a esta infraestructura, que produce gran cantidad de residuos (50% en volumen de lo ingresado como materia prima sale como residuo que se exporta como fuel oil a bajos precios); refinerías que tienen cada vez más que soportar paros en su operación por daños imprevistos, los mismos que en ocasiones duran meses y se incrementa el déficit de producción nacional de derivados de petróleo, obligando a importar a precios internacionales que en estos últimos años han sido muy elevados.

Desde 1990, año desde el cual las importaciones vienen creciendo, se debió prever y construir una nueva refinería, que procese crudos pesados y disminuyan los residuos.

En el año 2006 se importaron 28,5 millones de barriles de derivados, a un costo de \$ 2,134'759,989.12 desglosados en la siguiente tabla.

<b>PETROECUADOR IMPORTACIÓN DE DERIVADOS</b>			
AÑO 2006			
<b>PRODUCTO</b>	<b>VOLUMEN (BLS)</b>	<b>PRECIO (\$/BBL)</b>	<b>VALOR TOTAL (\$)</b>
DIESEL 2	10,177,900	82.94	844,204,927
DIESEL PREMIUM	1,146,749	95.66	109,699,631
GLP	8,431,901	56.60	477,218,208
NAFTA	6,175,076	84.82	523,797,488
DILUYENTE	219,120	73.77	16,164,921
DILUYENTE TEMPORAL	2,349,383	69.67	163,674,724
<b>TOTAL</b>	<b>28,500,130</b>	<b>74.90</b>	<b>2,134,759,898</b>

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional de PETROECUADOR.

Elaboró: El Autor

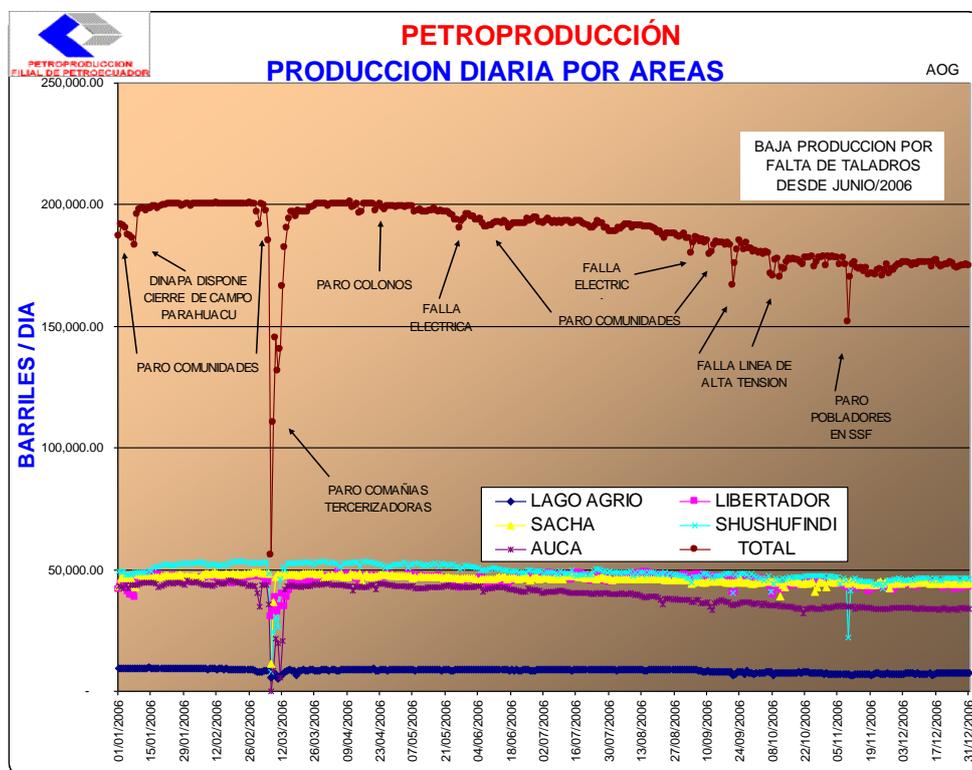
**Tabla No. 19 Importación de derivados en el año 2006.**

### ⊖ Reclamos y acciones por parte de la comunidad

Los conflictos políticos, paros de las comunidades y más reclamos de la población de la Región Amazónica, han desencadenado en inseguridad en el sector hidrocarburífero, toma de rehenes e instalaciones, sabotajes y daños en equipos que obligan a parar las operaciones en las diferentes áreas productivas de la empresa lo cual repercute en baja de producción y disminución de ingresos para el Estado.

Otro punto importante en la baja de producción es el hecho que pobladores del sector se sustraen cables de los tendidos eléctricos de los pozos para vender en el mercado negro.

En la Figura No. 29 se muestra la producción diaria de petróleo en las áreas operadas por PETROPRODUCCIÓN, destacándose las afectaciones por afectación de la comunidad siendo la más importante, la paralización de las compañías tercerizadoras de esa filial.



**Figura No. 29 Producción de crudo a nivel nacional, AÑO 2006.**

### ⊖ **Afectación ambiental**

Las actividades hidrocarburíferas son propensas a contaminar el ambiente por lo que la prevención es tarea importantísima y la remediación es sumamente costosa.

En los últimos años, se han provocado intencionalmente derrames de crudo, rompiendo las tuberías de los oleoductos secundarios, se dice que con la finalidad de cobrar indemnizaciones.

También es de anotar que el sector hidrocarburífero tiene gran resistencia por parte de la comunidad, lo cual dificulta obtener aprobaciones o licencias ambientales previas a las operaciones, e incluso la autoridad ambiental ha dispuesto el cierre de operaciones como en el caso del campo Parahuacu en enero del presente año.

### ⊖ **Baja ejecución de los proyectos de inversión.**

Por todas las causas anotadas anteriormente, en PETROECUADOR se experimentado una baja ejecución presupuestaria de los proyectos de inversión, que causa declinación en la producción de crudo, problemas en refinerías y más déficit de producción de derivados, problemas y mayores costos operativos en toda la cadena de procesos productivos del Sistema PETROECUADOR.

Durante el año 2006 la ejecución presupuestaria de proyectos de inversión fue del 42% total en el sistema, mientras que en la Gerencia de Oleoducto fue de apenas el 28%; ver la Tabla No. 20.

**PETROECUADOR**  
**EJECUCIÓN DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES AÑO 2006**

Cifras preliminares en miles de \$

FILIAL	PRESUPUESTO Miles (\$)	EJECUCIÓN Miles (\$)	%
PETROPRODUCCIÓN	189,579	96,708	51%
PETROINDUSTRIAL	45,042	16,032	36%
PETROCOMERCIAL	35,800	11,232	31%
OLEODUCTO	21,107	5,953	28%
MATRIZ	22,298	2,601	12%
<b>TOTAL</b>	<b>313,826</b>	<b>132,526</b>	<b>42%</b>

Fuente: PETROECUADOR, Elaboró: El Autor

**Tabla No. 20 Ejecución del presupuesto de inversiones de PETROECUADOR**

### 1.2.2 ASIGNACIÓN DE BLOQUES PETROLEROS

La actividad hidrocarburífera la desarrolla PETROECUADOR y compañías privadas, las mismas que han suscrito con el Estado, contratos para explorar y explotar, cumpliendo lo establecido en la Ley de Hidrocarburos. Los diferentes bloques petroleros son extensiones de territorio de aproximadamente 200,000 hectáreas.

Al final de esta sección se adjunta el Mapa Catastral Petrolero Ecuatoriano que contiene la información básica de los bloques y campos asignados a cada compañía, sistemas de transporte y áreas protegidas.

En el Ecuador están vigentes tres tipos de contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos:

- a) **Contratos de prestación de servicios;** en donde la compañía privada explora y explota el área asignada y el Estado le reembolsa los costos,

gastos, inversiones y una razonable utilidad o tasa de servicios; el 100% del crudo producido es de propiedad del estado; según la ley de Hidrocarburos: *“Son contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, aquellos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan para con PETROECUADOR a realizar, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas para el efecto invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.*

*Sólo cuando el prestador de servicios para exploración y explotación hubiere encontrado, en el área señalada, hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al reembolso de sus inversiones, costos y gastos y al pago de sus servicios”<sup>21</sup>*

En un inicio la mayoría de contratos fueron de esta modalidad, sin embargo se renegociaron y en la actualidad únicamente se mantiene el contrato del Bloque 10 (Villano) suscrito con la compañía AGIP OIL ECUADOR, que produce actualmente 21,500 BPD de crudo con 19.4 °API. y tiene reservas remanentes por aproximadamente 128'590,000 barriles.

- b) Contratos de participación;** *“Son contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, aquellos celebrados por el Estado por intermedio de PETROECUADOR, mediante los cuales delega a la contratista con sujeción a lo dispuesto en el numeral uno del artículo 46 de la Constitución Política de la República, la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando por su cuenta y riesgo todas las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración, desarrollo y producción.*

---

<sup>21</sup> Ley de Hidrocarburos, Art. 17

La contratista, una vez iniciada la producción tendrá derecho a una participación en la producción del área del contrato, la cual se calculará a base de los porcentajes ofertados y convenidos en el mismo, en función del volumen de hidrocarburos producidos. Esta participación, valorada al precio de venta de los hidrocarburos del área del contrato, que en ningún caso será menor al precio de referencia, constituirá el ingreso bruto de la contratista del cual efectuará las deducciones y pagará el impuesto a la renta, en conformidad con las reglas previstas en la Ley de Régimen Tributario Interno.

La participación de la contratista también podrá ser recibida en dinero, previo acuerdo con PETROECUADOR.<sup>22</sup> al Estado, que en promedio es de aproximadamente el 25%.

En la siguiente tabla se detallan los diferentes bloques petroleros y las compañías que los operan mediante contratos de participación:

CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN					
AÑO 2006					
BLOQUE	COMPAÑÍA	PRODUCCIÓN ACTUAL (BPD)	% ESTADO	RESERVAS REM. (BLS)	°API
1	CANADA GRANDE	-		2,092,051	GAS
18	PETROBRAS	35,000	50.00%	10,694,687	28.00
27	CITY ORIENTE	4,000	15.37%	17,712,868	22.00
TARAPOA	ANDES PETROLEUM	48,000	25.88%	67,431,843	22.20
STA. ELENA	ESPOL - PACIFPETROL	-	-	6,277,642	35.00
21	PERENCO	14,000	18.16%	44,021,790	17.00
7	PERENCO	11,000	26.00%	12,040,272	23.00
11	CNPC	0	26.90%	4,867,135	28.00
31	PETROBRAS	0	-	173,798,926	16.83
16	REPSOL-YPF	60,000	26.67%	218,090,155	15.00
14 Y 17	PETROORIENTAL	9,000	12.52%	40,494,649	17.00
		181,000	25.00%	597,522,018	

Fuente: DNH – PETROECUADOR, Elaboró: El Autor

**Tabla No. 21 Contratos de participación.**

c) **Contratos de campos marginales;** en este tipo de contratos se entregó a compañías privadas para la operación cinco campos; se denominan

<sup>22</sup> Ley de Hidrocarburos, Art. Agregado por el Art. 4 de la Ley 44, R.O. 326, 29-XI-93

marginales “aquellos de baja prioridad operacional o económica considerados así, por encontrarse lejanos a la infraestructura de PETROECUADOR, por contener crudo de baja gravedad (crudo pesado), o por necesitar técnicas de recuperación excesivamente costosas, calificados como tales por el Ministerio del Ramo siempre y cuando dicha explotación y exploración adicional signifique mayor eficiencia técnica y económica en beneficio de los intereses del Estado. Estos campos no podrán representar más del 1% de la producción nacional y se sujetarán a los cánones internacionales de conservación de reservas.”<sup>23</sup>

En este tipo de contrato, las reservas se contabilizan como de PETROECUADOR y la producción hasta la línea base es de propiedad del Estado, mientras que la producción incremental, es decir superior a la línea base es repartida entre la compañía y el Estado.

En la siguiente tabla se detallan los campos marginales y las compañías operadoras.

<b>CAMPOS MARGINALES</b>				
AÑO 2006				
<b>CAMPO</b>	<b>COMPAÑÍA</b>	<b>PRODUCCIÓN ACTUAL (BPD)</b>	<b>RESERVAS REM. (BLS)</b>	<b>°API</b>
BERMEJO	TECPECUADOR	8,000	12,117,000	31.00
PALANDA - YUCA SUR	PETROSUD-PETRORIVA	3,500	15,507,734	24.40
TIGÜINO	PETROCOL	4,600	5,053,414	21.90
CHARAPA	BELLWETHER	0	5,535,046	29.30
PINDO	PETROSUD-PETRORIVA	3,000	4,671,581	20.60
		19,100	42,884,775	

Fuente: DNH – PETROECUADOR; Elaboró: El Autor

**Tabla No. 22 Campos Marginales**

## **NUEVAS RONDAS PETROLERAS**

### **Segunda ronda de Campos Marginales**

<sup>23</sup> Ley de Hidrocarburos, Art. 2

El Comité Especial de Licitaciones (CEL), el 13 de septiembre de 2006, convocó a empresas de probada experiencia, capacidad técnica y económica, nacionales o extranjeras, estatales o privadas, solas, asociadas o en consorcios que formen entre si, para que participen en la Licitación Internacional para la explotación de petróleo crudo y la exploración adicional de hidrocarburos, mediante contratos de Campos Marginales, en campos operados por PETROPRODUCCIÓN.

La licitación comprende los siguientes campos:

1. Armadillo;
2. Chanangue;
3. Eno-Ron;
4. Frontera-Tapi-Tetete;
5. Ocano - Peña Blanca;
6. Pucuna;
7. Puma; y,
8. Singue.

Al momento esta licitación esta en la fase de evaluación de ofertas.

### **Novena Ronda**

El CEL también no ha podido concretar la adjudicación de los siguientes bloques petroleros:

- En la Costa: 4, 5, 39 y 40
- En la Amazonía: 20 y 29.

Se debe destacar que el bloque 20 dispone de aproximadamente 400 millones de barriles en reservas probadas con crudo pesado de entre 10 y 11 °API. Mientras que el bloque 29 es netamente exploratorio.

Los bloques ubicados en la Costa son básicamente para exploración y producción de gas.

En el futuro mediano se estará licitando estos bloques.

### **Décima Ronda**

Se tiene también programado licitar todos los campos del Sur Oriente, es decir los bloques: 25, 26, 30, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38 y 42.

Se estiman reservas probadas por aproximadamente 140 millones de barriles en reservas probadas de crudo con °API entre 10 y 14.

La explotación de esto campos tienen como alternativa de transporte el oleoducto Nor-Peruano por la cercanía.

### **Bloque ITT**

PETROECUADOR tiene por desarrollar, por administración directa o contratando a otra compañía de acuerdo a la Ley, el campo ITT con reservas de aproximadamente 950 millones de barriles en reservas probadas de crudo de 14 a 15 °API.

En el Mapa Catastral Petrolero Ecuatoriano al final de esta sección se pueden ubicar los bloques citados.

# MAPA CATASTRAL PETROLERO ECUATORIANO

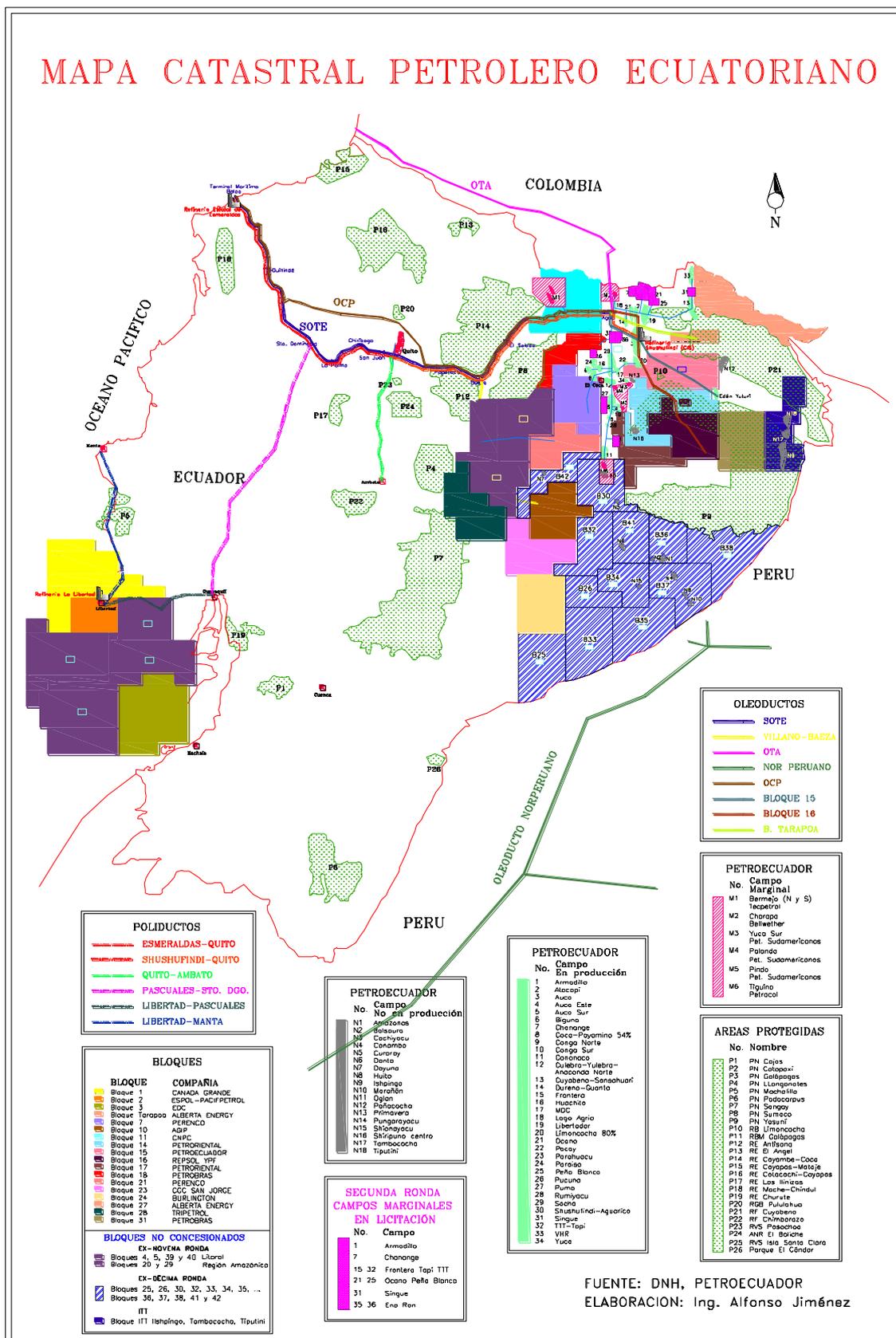


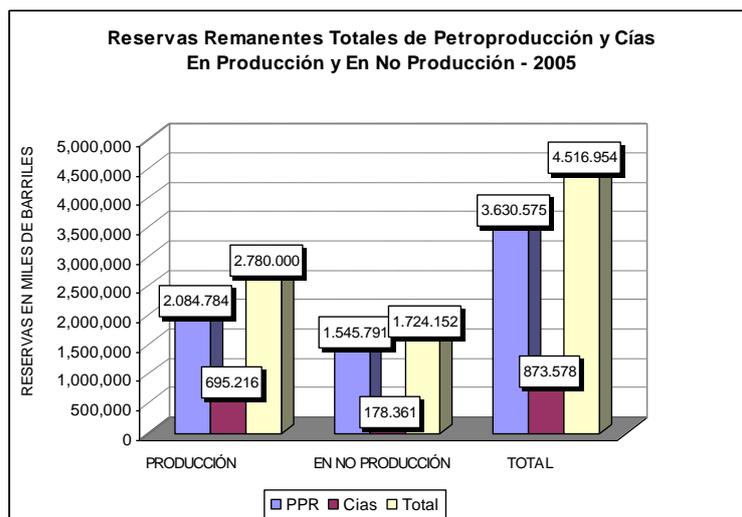
Figura No. 30 Mapa Catastral Petrolero Ecuatoriano

### 1.2.3 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Al 31 de diciembre de 2005<sup>24</sup> las reservas probadas remanentes fueron:

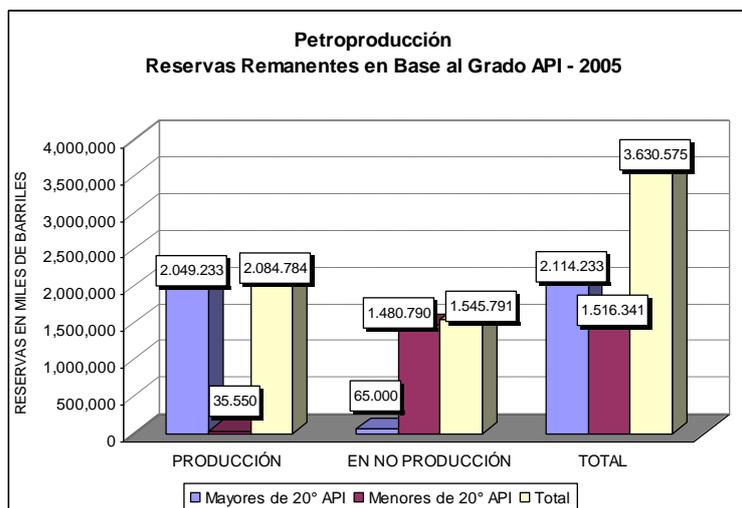
Total país: 4.516'954,330 barriles  
 PETROPRODUCCIÓN: 3,630'571,762 barriles  
 CÍAS. PRIVADAS: 887'413,211 barriles

A continuación presentamos los gráficos que detallan estas reservas.



Fuente: PETROECUADOR, Elaboró: El Autor

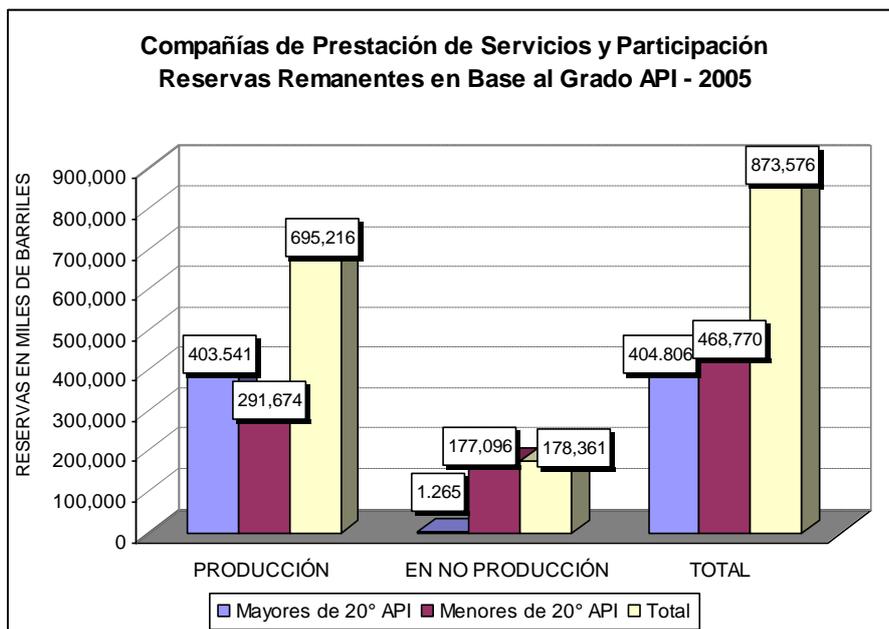
**Figura No. 31 Total Reservas a diciembre 31 de 2005**



Fuente: PETROECUADOR, Elaboró: El Autor

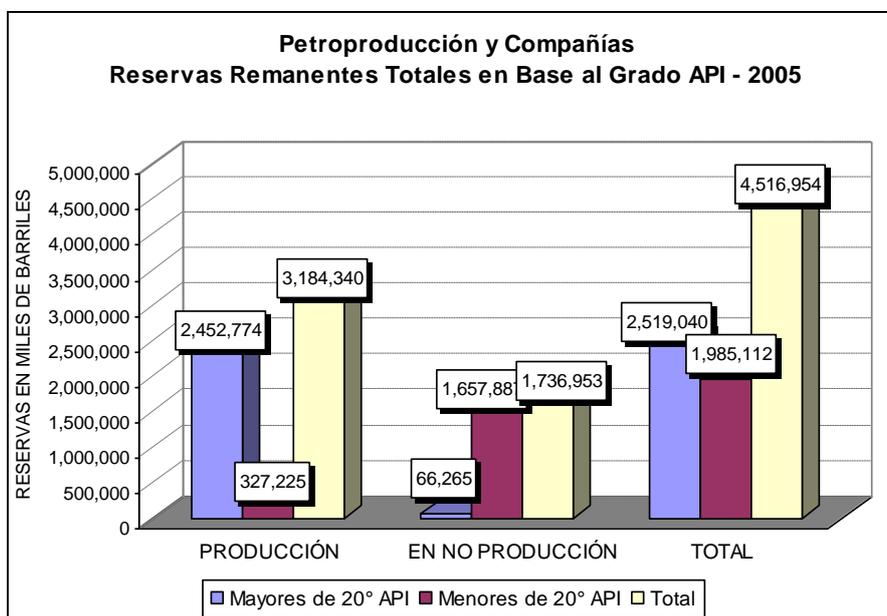
**Figura No. 32 Reservas de PETROPRODUCCIÓN a diciembre 31 de 2005**

<sup>24</sup> El presente punto se basa en documento calificado como reservado: ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS DEL PAÍS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2005, preparado por PETROECUADOR Y DNH. (Todavía no se dispone de la versión al 31 de diciembre de 2006).



Fuente: PETROECUADOR, Elaboró: El Autor

**Figura No. 33 Reservas de Compañías Privadas a diciembre 31 de 2005**

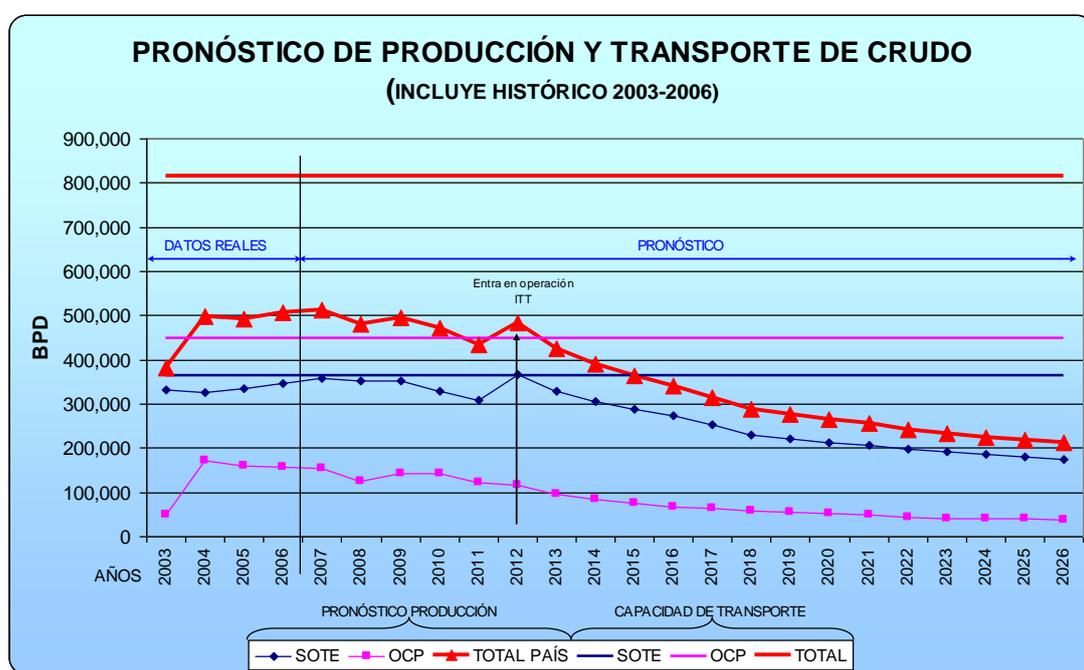


Fuente: PETROECUADOR, Elaboró: El Autor

**Figura No. 34 Reservas total país en base al °API a diciembre 31 de 2005**

### 1.2.4 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN 2007-2026

Para la elaboración del presente pronóstico se ha considerado la realidad actual de los campos, la declinación y las futuras incorporaciones de la producción. Se estima la siguiente proyección de producción de crudo a nivel de país, que se ha representado en el siguiente gráfico tomando como base el documento Plan Estratégico de PETROECUADOR 2007-2016, preparado por la Unidad de planificación Corporativa, que no ha sido adoptado formalmente en la institución.



Fuente: PETROECUADOR, Elaboró: El Autor

**Figura No. 35 Pronóstico de producción y transporte de crudo en el país**

En esta figura se destacan los siguientes puntos:

- Para el año 2012 se estima que entre en producción el ITT con crudo de 14 a 15 °API.
- En el año 2009 entraría en producción el Bloque 31 de Petrobrás, crudo pesado que se transportaría por el OCP.

- La producción de ITT se supone que se transportaría por el SOTE, es decir que al desarrollar ese campo se tomó la alternativa de montar en la Región Oriental una planta de tratamiento de crudo para modificarlo y transformarle en crudo reconstituido de aproximadamente 30 °API; o en su defecto, se debe ejecutar las modificaciones necesarias al SOTE para que puede transportar crudo pesado.
- Existen campos no considerados como Pungarayacu y Oglan (Bloque 20) con crudos pesados de aproximadamente 10 °API y 11 °API respectivamente; por cuanto no han sido concesionados.
- Por cuanto la producción de petróleo decae pronunciadamente, se deben intensificar las actividades de exploración a fin de incrementar las reservas probadas, así como adquirir los servicios de mantenimiento de pozos productivos (principalmente torres de reacondicionamiento) para minimizar la declinación de los campos.
- El OCP ha sido sobredimensionado, la única manera de mejorar el porcentaje de llenado de ese sistema de transporte es con **crudo de propiedad del Estado; lo cual significaría que el SOTE disminuya su volumen a transportar, y tenga que pagar tarifa de transporte en OCP en lugar de costos operativos en el SOTE.**
- A partir del año 2013, si no se levanta la producción, la capacidad del OCP es suficiente para transportar **todo el crudo producido por PETROPRODUCCIÓN y las compañías privadas, desde la Región Amazónica hasta Esmeraldas.**

### 1.3 SITUACIÓN DE LA GERENCIA DE OLEODUCTO.

En general la situación de la Gerencia de Oleoducto no es tan crítica como está el Sistema PETROECUADOR, ya que operativamente su rendimiento es satisfactorio, desde el año 2003 que entró en operación el OCP, el SOTE transporta el 100% del volumen de crudo recibido, en este período no se ha represado producción de crudo por falta de transporte **a nivel país**; sin embargo, en PETROECUADOR y en general en el Ministerio de Energía y Minas se debe planificar a futuro el transporte del petróleo por el SOTE para ocupar al máximo su capacidad, aprovechando que su costo marginal de transporte es mínimo.

Por otra parte, la Gerencia de Oleoducto no ha sido inmune a la falta de entrega de recursos económicos, alta rotación de autoridades y baja ejecución de proyectos de inversión.

A continuación se analiza a la Gerencia de Oleoducto, primeramente desde la perspectiva netamente externa, en los aspectos “Político, Económico, Social y Tecnológico” (PEST<sup>25</sup>); posteriormente se analizan las “Cinco fuerzas competitivas de Porter<sup>26</sup>” para luego basados en la información preliminar de este documento, así como en documentos internos de PETROECUADOR, exponer un análisis FODA<sup>27</sup>.

Las tres metodologías son adecuadas para analizar el mercado y la compañía (Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR), al interior y en un ambiente externo competitivo.

#### 1.3.1 TENDENCIAS PEST.

El presente análisis será enfocado al planeamiento estratégico de la Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR.

---

<sup>25</sup> **PEST**: Análisis del entorno en los aspectos Político, Económico, Social y de la Tecnología.

<sup>26</sup> **PORTER**: Michael Porter, definió la metodología de la “Cinco Fuerzas Competitivas” en 1994 para analizar un mercado.

<sup>27</sup> **FODA**: Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.

## POLÍTICO:

Como ya se indicó anteriormente, existe fuerte influencia política en el entorno de esta institución; a continuación se describen los diferentes aspectos políticos considerados importantes.

**Políticas hidrocarburíferas:** A este respecto, transcribo el siguiente texto<sup>28</sup> que describe una problemática:

*“... la realidad actual de la industria, está caracterizada por una producción declinante de los campos de PETROPRODUCCIÓN y una creciente dificultad de incorporar nuevas reservas, lo que obliga a contar con una **política petrolera de estado que trascienda los gobiernos de turno** y se sustente en las necesarias reformas a las leyes y reglamentos del sector hidrocarburífero, que permitan la creación de un verdadero **organismo de control del sector**, el fortalecimiento de PETROECUADOR a través de una modalidad que le dé el carácter de una verdadera empresa, permitiéndole que con más de sus tres mil doscientos millones de dólares en activos, con más de tres mil quinientos millones de barriles de reservas probadas y un negocio multimillonario en marcha **no se vea afectada por decisiones políticas coyunturales, que lo único que han logrado es restringir su desarrollo y mantenimiento que la han llevado hoy a un punto crítico.**” (Lo resaltado es mío).*

Al respecto, igualmente transcribo el siguiente párrafo<sup>29</sup>:

*“No es posible que el país cuente con reservas probadas remanentes entre PETROECUADOR y las compañías privadas de más de cuatro mil millones de barriles, **y no contemos con un Plan Maestro para el desarrollo de esta industria**” (Lo resaltado es mío).*

---

<sup>28</sup> PETROECUADOR, Diagnóstico y Plan de Acción, Junio de 2005, pág. 7.

<sup>29</sup> PETROECUADOR, el desafío de una nueva empresa, año 2007, página 15.

Por lo indicado se puede concluir que las autoridades energéticas del país no planifican adecuadamente el desarrollo de la industria. Por otra parte, se debe mencionar que el gobierno toma decisiones políticas que afectan económicamente a PETROECUADOR, lo cual será indicado en el tema correspondiente del presente análisis PEST.

**Nombramiento de autoridades:** La alta administración del sistema PETROECUADOR es generalmente nombrada por influencia política, y en algunos casos sin considerar experiencia o perfil de cada cargo. Se suma a este hecho **la alta rotación de las autoridades.**

En la Gerencia de Oleoducto, este hecho en ocasiones acarrea consigo que con un cambio de Gerente se cambien Superintendentes y Jefes de Unidad; descontinuándose planes y programas, por desconocimiento o por cambio de políticas; a consecuencia de lo cual se afecta a la gestión empresarial con los consiguientes retrasos o ineficacias en el cumplimiento de la misión de la institución.

**Regulaciones ambientales:** la industria está regulada por el Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas, Decreto Ejecutivo 1215, Registro Oficial No. 265 de 13 de febrero de 2001.

El transporte de petróleo está expuesto a grandes riesgos ambientales, con grandes potenciales negativos, que en el caso de ocurrir afecta también a la imagen empresarial. Caso real fue la rotura del Oleoducto en el año 2003 que contaminó la laguna de Papallacta.

**Leyes laborales:** es de vital importancia considerar los aspectos legales laborales, puesto que tienen repercusión directa a la operación en la industria hidrocarburífera. Ahora habrá que ver que pasa con Ley de Tercerización e Intermediación Laboral vigente, la misma que ampara mayormente a los trabajadores bajo este régimen.

Por otra parte, existe incertidumbre en cuanto a las leyes laborales, sindicalismo, contratación colectiva que podría cambiar con la Asamblea Nacional Constituyente que se elegirá en el presente año.

### **ECONÓMICO:**

Como ya se indicó en la sección “**APORTE DE PETROECUADOR A LA ECONOMÍA NACIONAL**”, esta empresa generó para el fisco en el año 2006 3.183 millones de dólares equivalente al 37.09% del Presupuesto General del Estado ó el 17.38% del Producto Interno Bruto.

Sin embargo, el Ministerio de Economía no entrega los suficientes fondos, ni en la oportunidad debida, para mantener, operar y administrar esta empresa. Esta descapitalización o desinversión afecta a todo el Sistema PETROECUADOR.

En lo económico también se debe mencionar que el negocio de transporte de crudo en el Ecuador está en una etapa de decadencia considerando el ciclo de vida en el mercado para este servicio. Tal situación se puede revertir únicamente si se intensifican las labores de exploración e incremento de reservas probadas y se desarrollan nuevos campos. Siempre será necesario dotarle al SOTE de flexibilidad operativa con las inversiones del caso para que pueda transportar crudos más pesados que es la tendencia futura de la producción.

### **SOCIAL:**

Es de resaltar que el ámbito social afecta directamente a la industria; los paros, manifestaciones, reclamos, actos terroristas, secuestros, han afectado. La empresa ha ido perdiendo imagen ante la sociedad por el accionar del sindicalismo y posiblemente actos de corrupción.

### **TECNOLÓGICO:**

En el ámbito tecnológico, es de resaltar que el avance de la electrónica y en general de todas las ramas de la ingeniería, ofrecen a la industria del petróleo en general y es particular a la de transporte por oleoductos, una amplia variedad de

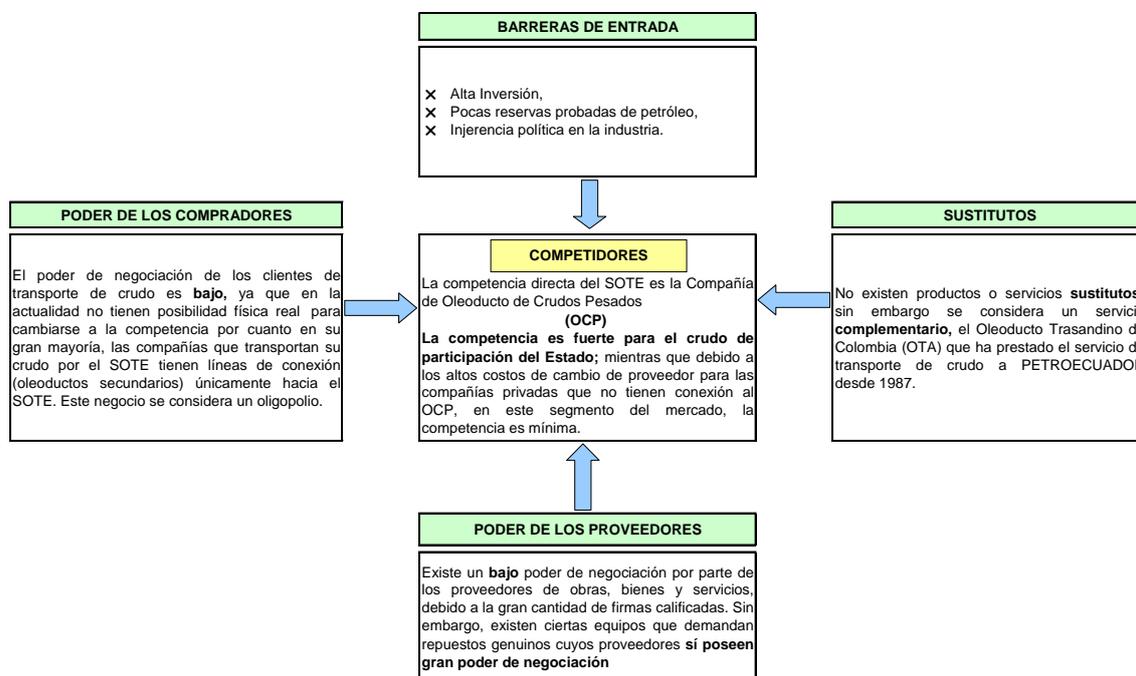
productos y servicios para optimizar las operaciones y mantenimiento de los diferentes sistemas o componentes de los oleoductos.

A continuación se listan los diferentes sistemas que un oleoducto moderno debe tener:

- Sistema de adquisición de datos para supervisión y control (SCADA)<sup>30</sup>.
- Sistema de detección de fugas (LDS)<sup>31</sup>.
- Transmisión de datos por fibra óptica, satelital y wireless o inalámbricas.
- Software para administración de negocios.
- Internet.

### 1.3.2 ANÁLISIS DE LAS CINCO FUERZAS COMPETITIVAS DE PORTER

A continuación se exponen las cinco fuerzas competitivas de Porter para la Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR (Ver Figura No. 35).



Elaboró: El Autor.

**Figura No. 36 Diagrama de las Cinco Fuerzas Competitivas de Porter**

<sup>30</sup> **SCADA:** Supervisory and Control Acquisition Data.

<sup>31</sup> **LDS;** Leak Detection System.

En la Figura No. 35 se puede destacar el poco poder de los compradores o clientes del servicio de transporte de crudo; sin embargo se debe considerar que para el crudo de participación del Estado en la producción de las compañías socias de OCP (Repsol YPF, Andes Petroleum, Perenco Bloque 21) así como para la producción del Estado del Bloque 15 no existe impedimento físico y este crudo podría captar el OCP en detrimento de los intereses de la Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR y del Estado en General. Por lo que en este segmento del mercado la rivalidad entre los competidores es máxima (OCP – SOTE).

### **1.3.3 ANÁLISIS FODA**

A continuación se presenta el análisis FODA de la Gerencia de Oleoducto, tomado de la Planeación Estratégica del SOTE, modificados con la experiencia y criterio personal del autor.

#### **FORTALEZAS**

- ✓ Gran experiencia de los trabajadores del SOTE; existen técnicos que laboran desde la construcción del oleoducto (1970).
- ✓ Infraestructura probada y bien construida.
- ✓ Capacidad de transporte superior a la capacidad de producción de las compañías usuarias del SOTE incluido PETROPRODUCCIÓN.
- ✓ Personal comprometido con la misión y visión de la institución.
- ✓ Excelente capacidad de respuesta en siniestros.
- ✓ Existencia de equipos especializados suficientes para operación y mantenimiento del SOTE.

- ✓ La mayoría del personal de roles es operativo.
- ✓ Versatilidad de la infraestructura para operar el SOTE por bacheo hasta 23.7 °API.
- ✓ Bajo costo operativo y especialmente bajo costo marginal de transporte, comparado con las tarifas vigentes en el mercado.
- ✓ Generador de recursos al Sistema PETROECUADOR por el cobro de tarifa de transporte a las compañías privadas usuarias del SOTE.

## **DEBILIDADES**

- ✗ Bajo nivel de cumplimiento de la Planeación Estratégica por falta de compromiso especialmente en algunos mandos medios.
- ✗ Formulación y evaluación de proyectos de inversión inadecuados.
- ✗ Poca capacidad de gestión para la ejecución de proyectos de inversión aprobados en los presupuestos anuales.
- ✗ Retardo en ejecución de trámites precontractuales para la adquisición de bienes, obras y servicios.
- ✗ Mala imagen ante la sociedad, deteriorada los últimos años, provocada posiblemente por corrupción al interior de la empresa y por el accionar de los representantes de los trabajadores (sindicalistas).
- ✗ La imposibilidad de transportar crudos pesados cuya mezcla tenga menos de 23.7 °API.

- ✘ Desgaste de equipos que operan las veinte y cuatro horas del día todo el año desde los inicios de operación del SOTE (1972).
- ✘ Poca actitud favorable al cambio por parte de los trabajadores, especialmente en ciertos sectores operativos importantes con personal no profesional.
- ✘ Inadecuada administración del Recurso Humano.
- ✘ Alta dependencia del personal intermediado o que no pertenece a la Gerencia de Oleoducto sino a terceras compañías.
- ✘ Desconocimiento de la normativa aplicable en algunos sectores de la institución.
- ✘ Programa de capacitación y entrenamiento inadecuado.

## **OPORTUNIDADES**

- ✓ PETROECUADOR dispone de gran cantidad de reservas probadas que pueden garantizar la operación del SOTE por al menos 20 años más.
- ✓ Reservas probadas de petróleo de propiedad del Estado no entran todavía en producción (ITT, Pungarayacu, Oglan, etc.)
- ✓ La competencia cobra tarifa de transporte muy superior a los costos operativos del SOTE.
- ✓ Apoyo a la empresa estatal ofertado por el gobierno actual.
- ✓ Confianza en el SOTE por parte de compañías privadas usuarias.

- ✓ Clientes cautivos por el alto costo de cambio de proveedor del servicio de transporten (compañías que no tienen conexión al OCP).
- ✓ Mejor precio internacional del crudo transportado por el SOTE (Crudo Oriente) respecto al transportado por el OCP (Crudo Napo).
- ✓ Oferta tecnológica para modernizar u optimizar la infraestructura actual del SOTE disponible en el mercado.
- ✓ El SOTE es un pilar para la economía nacional, por ser parte fundamental del Sistema Petroecuador que genera más de 3 mil millones de dólares netos al fisco al año.

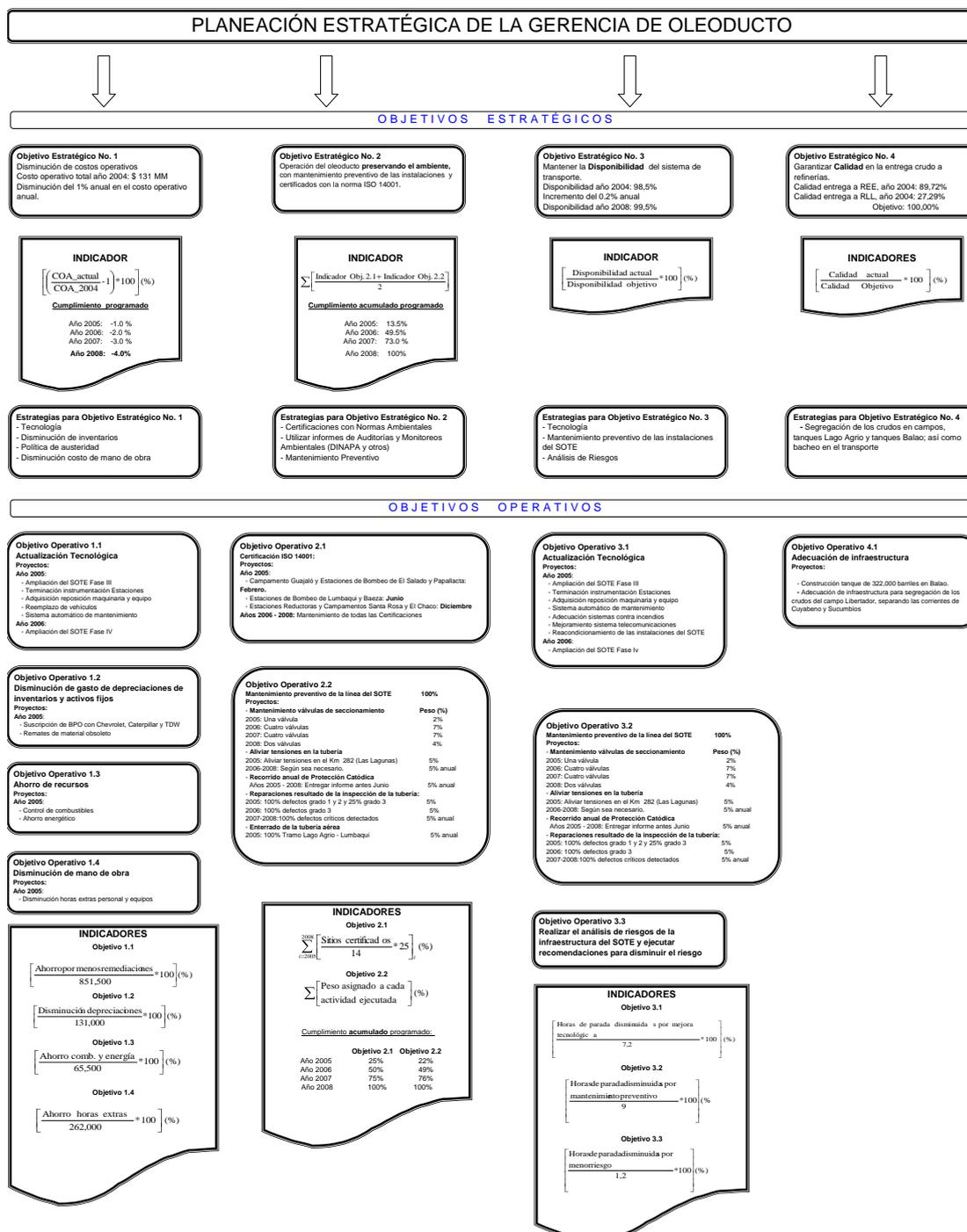
## **AMENAZAS**

- ✗ Bajo volumen de crudo entregado por PETROPRODUCCIÓN.
- ✗ Agotamiento de las reservas probadas de crudo liviano.
- ✗ Poco apoyo real del gobierno a la empresa PETROECUADOR, especialmente en la entrega eficaz de los recursos económicos.
- ✗ Gran capacidad de negociación de la competencia a nivel de autoridades energéticas que pueden tomar decisiones que afecten al SOTE y principalmente a los intereses nacionales.
- ✗ Falta de asignación de recursos que podrían impedir la optimización o transformación del SOTE para que pueda transportar crudo más pesados.
- ✗ Normativa legal que rige las contrataciones es complicada y retarda los trámites.

- × Injerencia política en la empresa.
- × Alta rotación de autoridades
- × Afectación a la operatividad del SOTE por acción de terceras personas que mediante sabotaje o terrorismo deterioren al oleoducto.
- × Desastres naturales
- × Aprobaciones tardías del presupuesto operativo y de inversiones.

#### **1.4 ESQUEMA DE LA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA ACTUAL**

La Gerencia de Oleoducto tiene implementado una Planeación Estratégica que será analizada al detalle en el **CAPÍTULO II VISIÓN Y ESTRATEGIA**, de este estudio. Sin embargo, para culminar con los antecedentes de esta institución se describen los objetivos estratégicos y operativos en la siguiente tabla:



Fuente: Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR.

**Figura No. 36 Esquema de los objetivos estratégicos y operativos.**

## CAPÍTULO 2: VISIÓN Y ESTRATEGIA

### 2.1 PLANEACIÓN ESTRATÉGICA ACTUAL<sup>32</sup>.

Como ya se indicó en la última sección del Capítulo I, la Gerencia de Oleoducto tiene cuatro ejes o temas estratégicos:

- ✚ **Disminución de costos,**
- ✚ **Preservación del medio ambiente,**
- ✚ **Mantener la disponibilidad del sistema de transporte de crudo,**
- ✚ **Calidad en la entrega de crudo a Refinería Estatal de Esmeraldas (REE) y a Refinería la Libertad (RLL).**

En la Figura No. 36 del Capítulo I y en el Anexo No. 1 se expone el diagrama de la Planeación Estratégica Actual en la cual constan los objetivos estratégicos derivados de los cuatro temas ejes o temas estratégicos, los objetivos operativos planificados para aportar en el cumplimiento de los objetivos estratégicos, los indicadores de gestión así como las metas hasta el año 2008.

Los temas estratégicos son revisados en el presente trabajo de tesis, para ajustarlos a las necesidades empresariales actuales, lo cual se presenta en la última sección de este capítulo, y que será parte central del Cuadro de Mando Integral de la Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR, expuesto al detalle en el siguiente capítulo.

A continuación se describen los principales puntos de la Planeación Estratégica de esta institución.

---

<sup>32</sup> Esta sección ha sido elaborada tomando la información de la Planeación Estratégica de la Gerencia de Oleoducto 2004-2008 y su evaluación oficial efectuada por el Autor de esta tesis.

### 2.1.1 MISIÓN

*“La Gerencia de Oleoducto tiene por misión transportar eficientemente el petróleo crudo por sistemas de oleoductos, asegurando la entrega oportuna para la exportación y refinación, con un verdadero compromiso de preservación de los ecosistemas”*

### 2.1.2 VISIÓN AL 2008

*“Ser la primera empresa en el país en la transportación de petróleo por Oleoducto y líderes en la entrega oportuna de volúmenes programados, con calidad en el servicio; optimizando costos, trabajando con seguridad, protegiendo el medio ambiente y la salud ocupacional.”*

### 2.1.3 VALORES

Valor: **Lealtad:** Entrega total (fidelidad) voluntaria a la organización

- Defender permanentemente los principios establecidos por la organización dentro y fuera de la misma.
- Comunicar efectiva y oportunamente las dificultades en el cumplimiento de las tareas.

Valor: **Responsabilidad:** Cumplimiento eficiente y oportuno de las funciones, roles y tareas encomendadas.

- Cumplir las funciones, roles y tareas en los plazos y condiciones previstas.
- Mantener en óptimas condiciones los activos confiados a nuestra custodia para el cumplimiento de nuestras funciones.
- Asumir las consecuencias por los actos realizados.

Valor: **Honradez**: Integridad y rectitud en todos nuestros actos.

- No tomar los bienes de la empresa para uso personal indebido
- Mantener independencia en negociaciones con terceros.

Valor: **Compromiso**: Realizar el trabajo por convicción no por obligación, entregando todo nuestro potencial intelectual y físico para ser efectivos en las tareas encomendadas, practicando lo que se predica.

- Buscar permanentemente resultados favorables para la institución.
- Aportar ideas para el mejoramiento del quehacer diario
- Aprovechamiento de los recursos obtenidos para la gestión.

Valor: **Disciplina**: Cumplimiento de normas tendientes a regular y controlar el comportamiento humano, con el propósito de mantener el respeto, las buenas costumbres y la cordialidad en las relaciones interpersonales al interior de la organización y en su entorno.

- Cumplir con el reglamento interno de trabajo y más disposiciones emanadas por autoridades de la empresa y otros órganos superiores.
- Respetar a compañeros

Valor: **Ética Profesional**: Código de conducta apropiado reflejado en un principio de moralidad con la finalidad de no causar daños a partes interesadas.

- Cumplir con los principios propios de la práctica profesional.
- Aplicar correctamente los conocimientos y experiencia profesional.
- Transmitir y compartir conocimientos y experiencias tecnológicas.
- Garantizar la propiedad intelectual.

## 2.1.4 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS Y OPERATIVOS

### OBJETIVO ESTRATÉGICO NO. 1

**Disminución de los costos operativos** totales del SOTE, en el 1.0% anual, tomando como base el año 2004.

#### **Objetivo Operativo No. 1.1**

Actualización tecnológica con la finalidad de disminuir los costos por remediaciones ambientales.

#### **Objetivo Operativo No. 1.2**

Disminución de inventarios y activos fijos con la finalidad de disminuir los costos por depreciaciones.

#### **Objetivo Operativo No. 1.3**

Política de austeridad y conseguir un ahorro en los costos de combustibles y energía.

#### **Objetivo Operativo No. 1.4**

Reducir pagos por horas extras en órdenes de trabajo a terceros, especialmente en equipos.

### OBJETIVO ESTRATÉGICO NO. 2

Operación del SOTE **preservando el ambiente**, con mantenimiento preventivo de las instalaciones y certificados con la norma ISO 14001<sup>33</sup>.

#### **Objetivo Operativo No. 2.1**

Certificar con la norma ISO 14001 a todas las instalaciones del SOTE.

---

<sup>33</sup> Norma ISO 14001: 2004 Sistemas de gestión ambiental (SGA). Requisitos con orientación para su uso.

**Objetivo Operativo No. 2.2**

Cumplir con una programación de mantenimiento preventivo de las instalaciones del SOTE, con lo cual se previene la contaminación ambiental.

**OBJETIVO ESTRATÉGICO NO. 3**

Mantener la **Disponibilidad del sistema de transporte**, es decir mantener operativo el SOTE, independientemente del volumen de crudo recibido para transporte o entregado a refinerías y embarcado para exportación o cabotajes<sup>34</sup>.

**Objetivo Operativo No. 3.1**

Implementar la actualización tecnológica en la infraestructura y procesos con la finalidad de mantener la operatividad del sistema de transporte o disponibilidad.

**Objetivo Operativo No. 3.2**

Cumplir con una programación de mantenimiento preventivo de las instalaciones del sote, con lo cual se previene las paradas de oleoducto y se aumenta la disponibilidad del sistema de transporte.

**Objetivo Operativo No. 3.3**

Realizar el análisis de riesgos de la infraestructura del SOTE y ejecutar recomendaciones para mitigar, disminuir o eliminar el riesgo, con lo cual se previenen paradas de la operación del oleoducto, incrementándose la disponibilidad del sistema de transporte.

---

<sup>34</sup> **Cabotaje:** Operación de carga de un buque – tanque con petróleo crudo para transportarlo por mar hasta otro puerto en el mismo país; se lo practica en el Ecuador para transportar crudo desde esmeraldas (Balao) hasta el Guayas (La Libertad).

## **OBJETIVO ESTRATÉGICO NO. 4**

Garantizar la **Calidad** del crudo entregado a las Refinería Estatal Esmeraldas (REE) y Refinería La Libertad (RLL).

### **Objetivo Operativo No. 4.1**

Construir un tanque de 322,000 barriles en el Terminal Marítimo de Balao y adecuación en Lago Agrio (Estación Centro de PETROPRODUCCIÓN) de la infraestructura para segregación de los crudos del campo Libertador (crudo liviano), separando las corrientes de Cuyabeno y Sucumbíos, con lo cual puede programar mejor la operación de bacheo de crudos para refinerías.

## **2.2 EVALUACIÓN DE ACTUALES METAS Y OBJETIVOS.**

### **2.2.1 INTRODUCCIÓN**

La Planeación Estratégica 2004 - 2008 objeto de esta evaluación fue establecida con la participación de representantes de las áreas operativas y administrativas de la Gerencia de Oleoducto, la misma que fue comunicada a la Presidencia Ejecutiva de PETROECUADOR.

La Unidad de Auditoría Interna de PETROECUADOR, llevó a cabo una Auditoría a esta Planeación Estratégica y el Plan Operativo de la Gerencia de Oleoducto. En tal oportunidad, la Unidad de Control de Gestión efectuó la primera evaluación de los Objetivos propuestos en la Planeación Estratégica, la que fue analizada por ese Órgano de Control, el cual emitió recomendaciones, de las cuales, las más relacionadas con este tema se transcriben a continuación:

**Recomendación No. 3:** *Dispondrá al Jefe de la Unidad de Gestión Empresarial coordine con las demás unidades usuarias de la Gerencia, a fin de que la formulación de los objetivos contemplados en la Planeación Estratégica recojan las reales necesidades administrativas, técnicas y operativas que permitan el establecimiento de*

actividades directamente relacionadas con los objetivos y permitan su cumplimiento de manera más eficiente.

**Recomendación No. 6:** Dispondrá al Jefe de la Unidad de Gestión Empresarial del Oleoducto presente de manera periódica la evaluación de los objetivos previstos en la Planeación Estratégica, así como del desempeño de los indicadores de gestión de las diferentes unidades usuarias de la Gerencia, a fin de contar con información oportuna que permita la toma de decisiones.

Es decir que la Planeación Estratégica se la debe gestionar adicionalmente a la necesidad administrativa intrínseca, por recomendación de Auditoría Interna, cuyo pronunciamiento es de cumplimiento obligatorio en el Sistema PETROECUADOR.

## 2.2.2 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN

A continuación se indican los resultados de objetivos estratégicos y operativos (Tabla No. 23) y seguidamente se anotan las principales recomendaciones de la evaluación efectuada; **sin embargo la evaluación completa de cada uno de los objetivos, tanto estratégicos como operativos, sus respectivos indicadores de gestión, fórmula de cálculo, el valor o resultado correspondiente, interpretación, justificaciones, conclusiones y recomendaciones se detallan en el Anexo No. 2 del presente trabajo.**

OBJETIVOS (ESTRATEGICOS Y OPERATIVOS)		CUMPLIMIENTO		
No.	Descripción	2005	2006	PROMEDIO
<b>1</b>	<b>Disminución costos operativos</b>	<b>0.00%</b>	<b>0.00%</b>	<b>0.00%</b>
1.1	Disminución costos depreciaciones	0.00%	0.00%	0.00%
1.2	Disminución costos por depreciaciones	0.00%	0.00%	0.00%
1.3	Disminución de costos combustibles y energía	82.20%	260.40%	171.30%
1.4	Disminución gastos horas extras	0.00%	0.00%	0.00%
<b>2</b>	<b>Certificaciones ambientales (ISO 14001) y mantenimiento preventivo</b>	<b>38.00%</b>	<b>29.96%</b>	<b>33.98%</b>
2.1	Certificaciones ambientales (ISO 14001)	21.44%	14.30%	17.87%
2.2	Actividades seleccionadas de mantenimiento preventivo línea del SOTE	56.82%	37.04%	46.93%
<b>3</b>	<b>Disponibilidad SOTE</b>	<b>99.94%</b>	<b>100.19%</b>	<b>100.07%</b>
3.1	Actualización tecnológica (Proyectos de Inversión)	54.00%	60.29%	57.14%
3.2	Actividades seleccionadas de mantenimiento preventivo línea del SOTE e ISO 9001	43.41%	18.52%	30.96%
3.3	Análisis de riesgos	100.00%	100.00%	100.00%
<b>4</b>	<b>Calidad de crudo entregado a refinerías</b>	<b>95.50%</b>	<b>50.00%</b>	<b>72.75%</b>
4.1	Construcción tanque en Balao y separación corrientes Sucumbios y Cuyabeno	55.00%	70.00%	62.50%
<b>PROMEDIO TOTAL</b>		<b>46.16%</b>	<b>52.91%</b>	<b>49.54%</b>

Elaboró: El Autor

**Tabla No. 23 Resumen de los Resultados de Planeación Estratégica**

Nota: En la Tabla No. 23 se presentan los resultados de los indicadores de gestión ajustados a una meta de cumplimiento del 100%; con el promedio de cumplimiento de 49.54% que en general no es satisfactorio.

## 2.2.3 RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN

### OBJETIVO ESTRATÉGICO 1

Como ya se indicó, el objetivo estratégico 1 es la disminución anual del 1% en el Costo Operativo Anual tomando como base el año 2004; esto es **ahorrar \$ 1'310,000 dólares anuales**, progresivamente hasta el año 2008.

En la Tabla No. 24 se establecen los rubros estimados o metas para alcanzar el ahorro planteado.

Rubro	Valor (\$/Año)	%	Objetivo Operativo
Ahorro en remediaciones ambientales	851,500	65.0 %	1.1
Disminución en depreciaciones	131,000	10.0 %	1.2
Ahorro de combustibles y energía	65,500	5.0 %	1.3
Ahorro en horas extras	262,000	20.0 %	1.4

Fuente: Gerencia de Oleoducto, Elaboró: El Autor.

**Tabla No. 24 Metas de ahorro en costos operativos**

**RESULTADOS:** en lugar de disminuir en el 1% anual, se incrementó el costo operativo total en el 9.3% anual durante el 2005 y también se incrementó en el 5.6% en el 2006.

**JUSTIFICACIÓN:** Como se puede ver en la Tabla No. 23, este objetivo tiene un cumplimiento del 0% lo cual se explica con la Tabla No. 25 y Figura No. 37, en los cuales se observa que el costo operativo anual de la Gerencia de Oleoducto tiene un crecimiento anual sostenido, sin embargo, se puede apreciar que el costo de “Servicios de operación y mantenimiento” disminuyó el 13% en el 2005. Este rubro es el más controlable y se nota que ha existido austeridad por esta disminución durante los últimos años.

#### PRESUPUESTO OPERATIVO

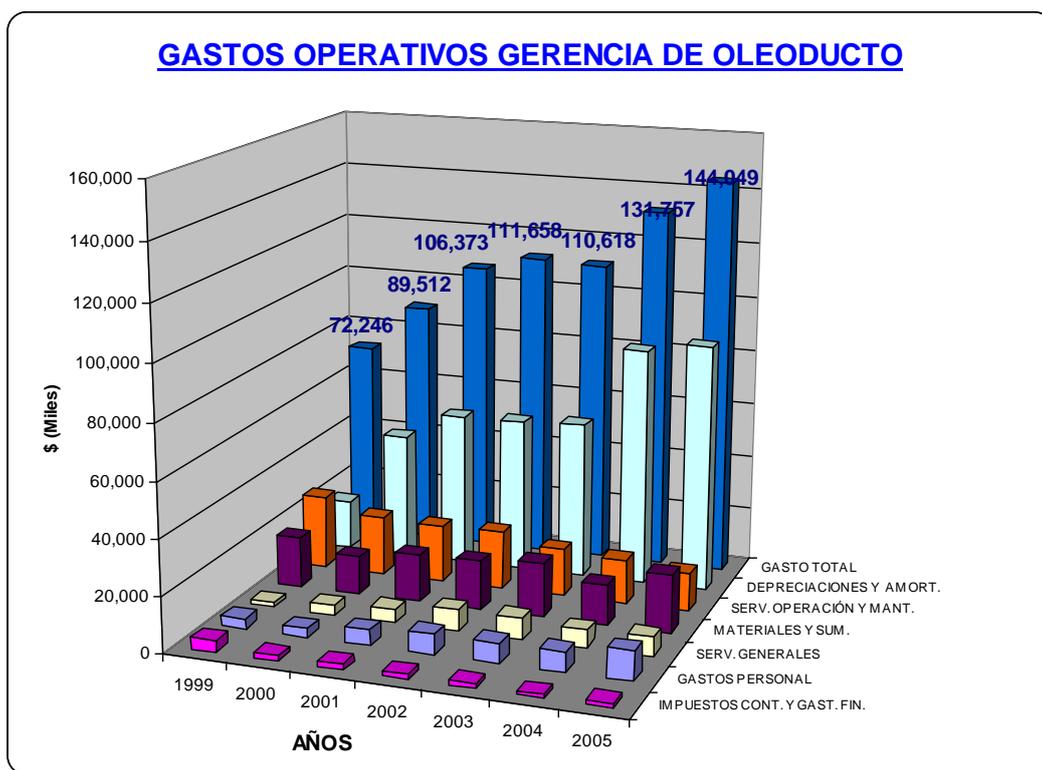
Cifras en miles de dólares

Concepto	Año	1999 <sup>(1)</sup>	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Var. 2005-2004 (%)
	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	
<b>GASTOS PERSONAL</b>		3,686	3,327	5,769	7,249	7,173	7,172	10,622	32%
<b>SERV. GENERALES</b>		1,553	3,362	5,102	7,707	7,873	6,503	7,099	8%
<b>SERV. OPERACIÓN Y MANT.</b>		26,543	21,514	20,524	21,100	17,351	15,866	14,031	-13%
<b>DEPRECIACIONES Y AMORT.</b>		17,987	45,641	55,705	55,969	57,006	86,392	89,891	4%
<b>MATERIALES Y SUM.</b>		18,222	13,767	17,184	17,755	19,521	14,548	20,811	30%
<b>IMPUESTOS CONT. Y GAST. FIN.</b>		4,255	1,901	2,089	1,878	1,695	1,277	1,595	20%
<b>GASTO TOTAL</b>		<b>72,246</b>	<b>89,512</b>	<b>106,373</b>	<b>111,658</b>	<b>110,618</b>	<b>131,757</b>	<b>144,049</b>	<b>9%</b>
<b>GASTO SIN DEPRECIACIONES</b>		<b>54,259</b>	<b>43,871</b>	<b>50,668</b>	<b>55,689</b>	<b>53,612</b>	<b>45,365</b>	<b>54,158</b>	<b>16%</b>

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. 25 Ejecución del presupuesto de gastos operativos**

En los objetivos operativos se planteó disminuir los costos específicamente en algunos rubros, y es en el análisis de esos objetivos en donde se justifica su grado de cumplimiento.



Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Figura No. 37 Detalle de los gastos operativos**

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES OBJETIVO OPERATIVO 1

El rubro más significativo del presupuesto es “Depreciaciones”, el mismo que corresponde al 62% del COA<sup>35</sup>, por lo que se debe considerarlo y aplicar políticas para frenar su crecimiento.

Por cuanto el grado de cumplimiento del Objetivo Estratégico 1 no es satisfactorio, ya que en lugar de disminución hay incremento en el COA, recomiendo replantear el objetivo, buscar otras estrategias o cambiar las metas.

Por cuanto la reducción de costos o mejora de la productividad es trascendental en el crecimiento de una empresa, se recomienda, llevar un mejor control de los

<sup>35</sup> **COA:** Costo operativo Anual (\$/Año); las definiciones de los términos utilizados en los objetivos estratégicos y operativos así como en su evaluación se presenta en el Anexo No. 2.

gastos, implementar reportes **detallados** de ejecuciones principalmente de las siguientes cuentas del presupuesto:

- 28 Servicios contratados para operación,
- 29 Servicios contratados para mantenimiento,
- 40 Materiales para operación,
- 41 Materiales para mantenimiento,
- 42 Combustibles y lubricantes.

Igualmente se recomienda reportar la ejecución de los principales contratos, alertando excesos en órdenes de trabajo o sobre ejecuciones presupuestarias, se deberían considerar entre otros los siguientes contratos:

- Mantenimiento y Vigilancia (Cuerpo de Ingenieros del Ejército)
- Provisión de personal técnico y misceláneo por intermediación laboral (ETT)
- Transportes de personal y materiales o equipos (varios)
- Alimentación y limpieza de estaciones (DUMYS)
- Servicios marítimos (COOPSME)
- Lubricantes (Varios)

## **CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN DE LOS OBJETIVOS OPERATIVOS PARA EL OBJETIVO ESTRATÉGICO 1:**

### **OBJETIVO OPERATIVO 1.1**

La estrategia de actualización tecnológica y la disminución de costos de remediaciones ambientales no están directamente relacionadas.

Por cuanto en el año de referencia (2004) no se registraron costos por remediaciones ambientales, el objetivo de disminuir costos no es aplicable.

### OBJETIVO OPERATIVO 1.2

El costo de depreciaciones es el principal rubro del Costo Operativo Anual, valor que tiende a subir OBLIGATORIAMENTE por las inversiones que se están ejecutando en estos años, por lo que este objetivo no fue planteado correctamente.

### OBJETIVO OPERATIVO 1.3

Este objetivo de ahorrar en el gasto de combustibles y energía ha sido cumplido, sin embargo, se recomienda que el seguimiento a estos rubros sea mayor.

### OBJETIVO OPERATIVO 1.4

Los valores de horas extras se subieron por incremento de salarios, pero este hecho no está bajo el control de la Gerencia de Oleoducto (por formar parte de PETROECUADOR Matriz).

### OBJETIVO ESTRATÉGICO 2

En este objetivo de operar el oleoducto preservando el ambiente, con mantenimiento preventivo de las instalaciones y certificados con la norma ISO 14001 se obtuvieron los siguientes resultados (Tabla 26):

<b>AÑO</b>	<b>I2 (Objetivo)</b>	<b>I2 (Real)</b>
2004	-	-
2005	23.5 %	8.93 %
2006 <sup>(*)</sup>	49.5 %	14.83 %
2007	73.0 %	-
2008	100.0 %	-

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. 26 Resultados del Indicador Estratégico I2**

## **CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN DE LA EVALUACIÓN DEL OBJETIVO ESTRATÉGICO 2:**

El grado de cumplimiento de este objetivo de carácter ambiental es bajo, por lo que se recomienda ejecutar las actividades programadas, especialmente **certificar todas las instalaciones del SOTE** y reprogramar las actividades de mantenimiento preventivo de la línea a ser evaluadas.

## **CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN DE LOS OBJETIVOS OPERATIVOS PARA EL OBJETIVO ESTRATÉGICO 2:**

### **OBJETIVO OPERATIVO 2.1**

No se cumplió la meta de certificar todos los sitios del SOTE con la Norma ISO 14001 hasta diciembre de 2005.

A junio de 2006 está certificado únicamente el Terminal Marítimo de Balao.

En los otros dos sitios que antes ya estaban certificados (Estaciones de Lago Agrio y Quinindé) caducó la certificación.

El Sistema de Gestión Ambiental (SGA) implementado en las Estaciones Reductoras de Presión de San Juan, Chiriboga, La Palma y Santo Domingo fue certificado en el año 2007.

En general el grado de cumplimiento de este objetivo es bajo.

### **OBJETIVO OPERATIVO 2.2**

El mantenimiento general de la línea del SOTE que coadyuva con la protección del ambiente o previene la contaminación ambiental se lo ha ejecutado con toda normalidad y sin descuidar ninguna actividad. Sin embargo, las actividades de mantenimiento de válvulas de seccionamiento y alivio de tensiones en la línea no se ejecutaron por las razones expuestas en la justificación (ver Anexo No. 2).

Se recomienda replantear las actividades de mantenimiento de la línea del SOTE que serán evaluadas en este objetivo de carácter ambiental.

### OBJETIVO ESTRATÉGICO 3

En el presente objetivo operativo de mantener la **Disponibilidad del sistema de transporte**, se obtuvieron los siguientes resultados (Tabla No. 27):

AÑO	I3 (Objetivo)	I3 (Real)
2004	98.5 %	-
2005	98.7 %	98.64%
2006 <sup>(*)</sup>	98.9 %	99.09%
2007	99.1 %	
2008	99.3 %	

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. 27 Indicador de Disponibilidad del SOTE.**

### CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN DE LA EVALUACIÓN DEL OBJETIVO ESTRATÉGICO 3:

Este importantísimo objetivo se ha cumplido satisfactoriamente, pero no se lo debe descuidar y su control debe ser siempre riguroso.

## **CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN DE LOS OBJETIVOS OPERATIVOS PARA EL OBJETIVO ESTRATÉGICO 3:**

### **OBJETIVO OPERATIVO 3.1**

La ejecución de proyectos de inversión relacionados con una mejora tecnológica para incrementar este índice no se han ejecutado satisfactoriamente, sin embargo la disponibilidad del SOTE es satisfactoria por lo que se recomienda replantear el Objetivo Operativo por la falta de alineamiento con el objetivo estratégico.

### **OBJETIVO OPERATIVO 3.2**

Si bien el grado de cumplimiento de las actividades programadas para evaluación referentes al mantenimiento preventivo del SOTE no influyó en la disponibilidad del SOTE, ya que esta disponibilidad del sistema de transporte no ha disminuido en los años 2005 y 2006 por falta de mantenimiento preventivo de la línea. Se recomienda continuar con la certificación de los procesos de mantenimiento de línea con la norma ISO 9001<sup>36</sup> para asegurar la calidad en los resultados de estas actividades críticas para la disponibilidad de SOTE.

### **OBJETIVO OPERATIVO 3.3**

El análisis de riesgos de la infraestructura del SOTE no se ha cumplido a cabalidad. Se recomienda finiquitar los estudios de riesgos de la infraestructura del SOTE coordinados por la DINAPA<sup>37</sup> y en los que ha participado la Unidad de Protección Ambiental y Seguridad Industrial.

---

<sup>36</sup> Norma ISO 9001:2000 Sistemas de Gestión de Calidad. Requisitos.

<sup>37</sup> DINAPA: Dirección Nacional de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

## OBJETIVO ESTRATÉGICO 4

Este objetivo de garantizar la **Calidad** del crudo entregado a las Refinería de Esmeraldas (REE) y Refinería la Libertad (RLL) obtuvo los resultados que se muestran a continuación (Tabla No. 28, Figura No. 38 y Figura No. 39):

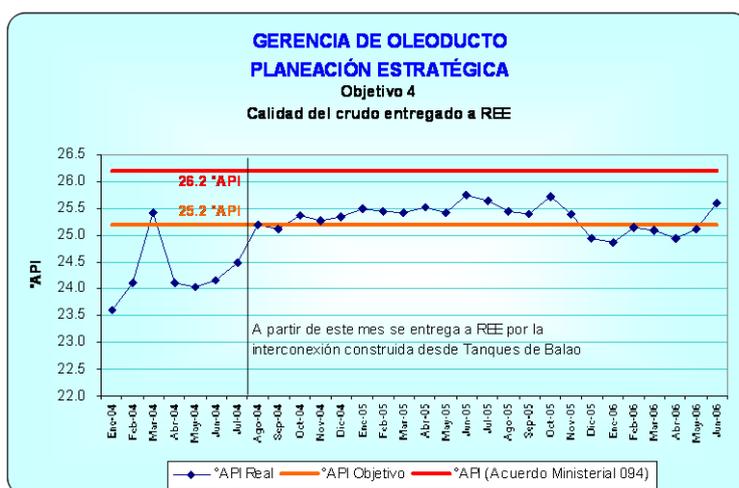
Calidad objetivo (especificaciones mínimas) del crudo para REE: 25.2 °API

Calidad objetivo (especificaciones mínimas) del crudo para RLL: 27.7 °API

AÑO	Cump. REE	Cump. RLL	I4
2005	91 %	100%	95.5%
2006 <sup>(*)</sup>	19 %	81%	50%
2007			
2008			

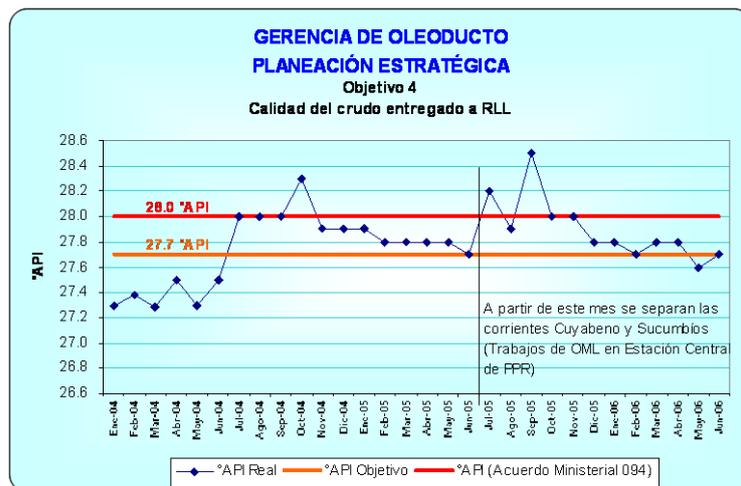
Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. 28 Evaluación de la entrega de crudo a refinerías**



Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Figura No. 38 Entrega de crudo a REE**



Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Figura No. 39 Entrega de crudo a RLL**

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE LA EVALUACIÓN DEL OBJETIVO ESTRATÉGICO 4:

Por cuanto no se ha cumplido el 100% de lo programado en la calidad del crudo entregado a las refinerías, y este cumplimiento es también depende de PETROPRODUCCIÓN y PETROINDUSTRIAL, se recomienda que conjuntamente en el Sistema PETROECUADOR establezcan las especificaciones mínimas del crudo para refinerías y la disponibilidad real de ese crudo en la producción de los campos petroleros.

Se debe también redefinir este objetivo considerando a más de la calidad, la cantidad de crudo entregado a refinerías, para cumplir con el Art. 5 de la Ley de Hidrocarburos<sup>38</sup>

Por otra parte, se recomienda establecer un objetivo operativo para evaluar las pérdidas en volumen de crudo resultantes de la operación del SOTE, conforme lo establece la Norma OIML<sup>39</sup> R 117 “*Measuring systems for liquids other than water*”

<sup>38</sup> **LEY DE HIDROCARBUROS Art. 5.-** Los hidrocarburos se explotarán con el objeto primordial de que sean industrializados en el País.

<sup>39</sup> **OIML:** Organization Internationale de Métrologie Légale (Organización Internacional de Metrología Legal)

## **CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN DE LOS OBJETIVOS OPERATIVOS PARA EL OBJETIVO ESTRATÉGICO 4:**

### **OBJETIVO OPERATIVO 4.1**

Este objetivo consiste en construcción de un tanque de 322,000 barriles en el Terminal Marítimo de Balao y adecuación en Lago Agrio (Estación Centro de PETROPRODUCCIÓN) de la infraestructura para segregación de los crudos del campo Libertador, separando las corrientes de Cuyabeno y Sucumbíos, con lo cual puede programar mejor la operación de bacheo de crudos para refinerías. La construcción del tanque está suspendida por cambios de criterio técnico en la Gerencia de Oleoducto y por falta de recursos; mientras que la segregación de las corrientes de crudo si se ejecutó.

**El grado de cumplimiento de este objetivo es medio; en el proyecto de construcción del tanque de almacenamiento se aprecia que los trámites precontractuales son demorados.**

**Adicionalmente se recomienda concretar proyectos concebidos con la finalidad de mejorar la dieta de las refinerías, especialmente los relacionados a:**

- **Transportar el crudo reducido o residuo de la refinería de Shushufindi (CIS<sup>40</sup>) por una línea diferente al oleoducto secundario Auca – Sacha – Shushufindi – Lago Agrio, línea de PETROPRODUCCIÓN que conduce el crudo que después será entregado a REE.**
- **Optimizar la calidad del crudo transportado por el SOTE, con la mayor calidad posible del crudo del Bloque (Ex – Occidental) con aproximadamente 20 °API en lugar de los crudos más pesados, especialmente el residuo del CIS (15 °API) y la participación del Estado en la producción del Bloque 16 de REPSOL – YPF (15 °API).**

---

<sup>40</sup> **CIS:** Complejo Industrial Shushufindi, infraestructura a cargo de PETROINDUSTRIAL.

## 2.2.4 RECOMENDACIONES GENERALES RESULTADO DE LA EVALUACIÓN

- ❖ **Implementar procedimientos para disponer de la información relevante con la oportunidad requerida, esto es de los rubros que forman parte de los objetivos y metas, como ejecución de algunas cuentas específicas del presupuesto o datos operativos.**
  
- ❖ **Fortalecer la aplicación de los Indicadores de Gestión de cada área de trabajo, los que deben ser evaluados y revisados por la Administración; es decir cumplir con el ciclo PHVA<sup>41</sup> del mejoramiento continuo:**
  - **Planificar,**
  - **Hacer,**
  - **Verificar y**
  - **Actuar.**
  
- ❖ **En general se reformulen los objetivos de la Planeación Estratégica considerando las perspectivas modernas de administración empresarial, de tal manera que se consigan los mejores resultados para el cliente<sup>42</sup>, el recurso humano de la empresa y principalmente para los accionistas<sup>43</sup>, fundamentalmente se formulen los objetivos alineados a la “visión y estrategia empresarial” conforme la metodología del Cuadro de Mando Integral, esto es:**
  - **Perspectiva financiera,**
  - **Perspectiva del cliente,**
  - **Perspectiva del proceso interno,**
  - **Perspectiva de formación y crecimiento.**

---

<sup>41</sup> **HPVA** también llamado Ciclo DEMING en honor a su creador.

<sup>42</sup> **Clientes:** Empresas productoras de petróleo: PETROPRODUCCIÓN y Compañías Privadas; Exportaciones: Gerencia de Comercio Internacional; Importadores: Compañías Privadas; Refinadores: PETROINDUSTRIAL.

<sup>43</sup> **Accionistas:** El Estado Ecuatoriano

**De tal manera que lo programado se plasme en resultados.**

- ❖ **Todos los niveles de la Organización deben conocer y participar en la consecución de los objetivos de la Planeación Estratégica de la Gerencia de Oleoducto, la misma que se reformula en el siguiente capítulo, conforme la metodología del Balanced Scorecard o Cuadro de Mando Integral.**

## **2.3 NUEVA VISIÓN Y ESTRATEGIA**

### **2.3.1 INTRODUCCIÓN TEÓRICA**

#### **DEFINICIÓN DE ESTRATEGIA:**

“Estrategia” se define como el medio por el cual la organización busca cumplir su “Misión” y alcanzar la “Visión”, es un conjunto de objetivos y sus correspondientes metas, involucrando a las personas, recursos y procesos. La “Estrategia” debe contemplar lo que la organización **hace** y lo que **no hace**; debe manifestar lo que ofrece a sus clientes lo cual se denomina “Propuesta de valor”, ofreciendo opciones y alternativas frente a los competidores.

En la bibliografía del tema, frecuentemente se usa la frase “**Visión y Estrategia**” equivalente a “**Estrategia**” y corresponde al conjunto compuesto por:

- Misión
- Valores,
- Visión, y
- Estrategia.

EL OBJETIVO DE UNA ESTRATEGIA DE NEGOCIOS ES: “ **GANAR UNA VENTAJA SOSTENIBLE EN ATRAER, DESARROLLAR Y MANTENER CLIENTES.**”<sup>44</sup>

### **BRECHA ENTRE ESTRATEGIA Y EL DÍA A DÍA DE LA ORGANIZACIÓN**<sup>45</sup>

La Estrategia representa la planificación del negocio y puede ser muy acertada, sin embargo, nueve de cada diez organizaciones fallan al ejecutar la estrategia, o lo que es lo mismo “*Menos del 10% de las estrategias formuladas eficazmente son ejecutadas eficazmente.*” (Fortune).

Existen cuatro barreras para la implementación eficaz de la Estrategia:

***Barrera de la Visión:*** Solo el 5% de la fuerza de trabajo comprende la Estrategia.

***Barrera de Gestión:*** El 85% de los equipos ejecutivos pasan menos de una hora al mes discutiendo la Estrategia.

***Barrera de los Recursos:*** El 60% de las organizaciones no vinculan su presupuesto a la Estrategia.

***Barrera de la Gente:*** Solo 25% de los gerentes tienen incentivos vinculados a la Estrategia.

Para eliminar esas barreras o “brechas”, hay que gestionar a la organización orientándola a la Estrategia, para lo cual se deben seguir los siguientes pasos:

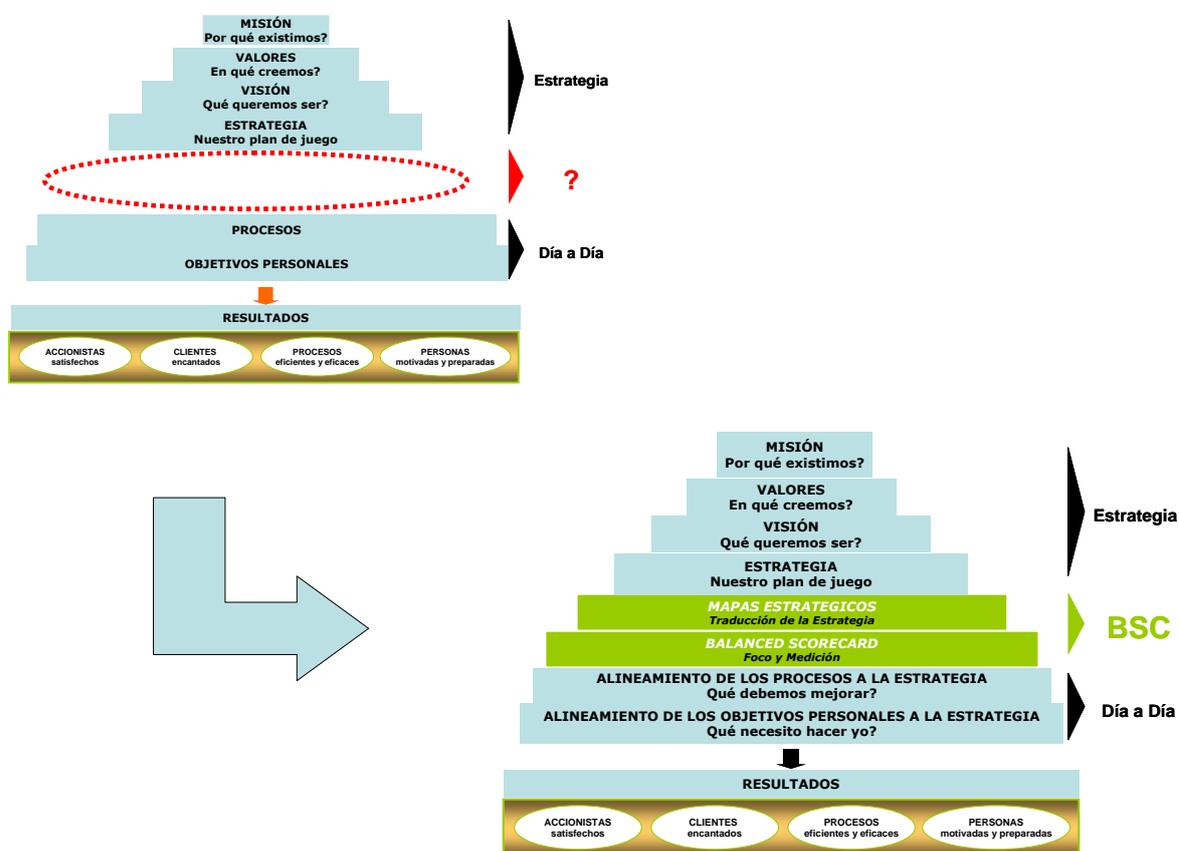
---

<sup>44</sup> Prof. Víctor Hugo Ramírez Lafuente M.Sc. preparado para la materia “Administración Global” del Instituto de Altos Estudios Nacionales, Quito Ecuador, 2006.

<sup>45</sup> Los datos de este subtítulo, incluido las Figuras, son tomados del documento: **SEMINARIO TALLER PARA PETROECUADOR “BALANCED SCORECARD Y MAPAS ESTRATÉGICOS”**, Symnetics, Septiembre - Octubre 2006.

1. Convertir la Estrategia en objetivos y metas operativas.
2. Alinear toda la organización en dirección de la Estrategia.
3. Hacer que el cumplimiento de la Estrategia sea tarea de todos.
4. Gestionar la Estrategia como un “Proceso continuo”.
5. Mantener un liderazgo productivo por parte de la Alta Dirección.

Para conseguir **convertir la estrategia en objetivos operacionales** lo que resulta en comportamientos y **desempeño** se lo consigue mediante la aplicación o implementación del Balanced Scorecard, lo cual se ilustra en la Figura No. 40.



**Figura No. 40 Brecha entre la Estrategia y el día a día de las Organizaciones.**  
© Symnetics (affiliate to Balanced Scorecard Collaborative)

## TIPOS DE ESTRATEGIAS

En la gestión de un negocio se pueden aplicar las siguientes principales estrategias genéricas, existiendo otras que se derivan de éstas:

## **ESTRATEGIAS CON ENFOQUE FINANCIERO:**

Existen dos estrategias genéricas con enfoque financiero cuya finalidad será **incrementar el valor para los accionistas** (rentabilidad sobre capital empleado) y son las siguientes:

**a) Estrategia de crecimiento:** Para obtener mayores ingresos, por mayor participación del mercado y mayor volumen de ventas, tanto con nuevos clientes así como con los actuales, para lo cual el negocio puede:

- Crecer en nuevos productos y servicios,
- Penetrar a nuevos canales de distribución,
- Entrar a nuevos mercados geográficos,
- Moverse a nuevos segmentos del mercado modificando el producto o servicio,
- Crecer en el mercado actual vía “Mezcla de Mercadeo”<sup>46</sup>.

**b) Estrategia de productividad:** Para obtener mayores ingresos maximizando la productividad, para lo cual el negocio puede:

- Mejorar la estructura de costos, reducir gastos u optimizar el presupuesto (reducir costos unitarios), o
- Mejorar la utilización de los activos o de la capacidad instalada (reducir la capacidad ociosa).

---

<sup>46</sup> **Mezcla de Mercadeo:** También conocida por su expresión en inglés “Marketing Mix”, que es la aplicación de políticas enfocadas al **P**roducto o servicio, **P**recio, **P**laza y **P**romoción, por lo cual se conoce también como las 4 P.

## ESTRATEGIAS CON ENFOQUE AL CLIENTE:

Estas estrategias buscarán **la satisfacción del cliente** y serán la **propuesta de valor hacia el cliente** que está definida como una promesa implícita que la empresa hace a sus clientes entregando una combinación definida de características del producto<sup>47</sup>. Es decir la finalidad de la propuesta de valor será maximizar la retención y adquisición de nuevos **clientes**.

Las principales estrategias o propuestas de valor hacia el cliente son:

- a) **Excelencia operacional:** Es el liderazgo en costos para poder ofrecer el producto con una imagen de marca: **“el más barato”**, cumpliendo excepcionalmente respecto a la competencia con la calidad y el tiempo, manteniendo la relación empresa – cliente (servicio y relaciones) a un nivel satisfactorio y conservando la imagen de “el comprador inteligente”.

**Por ejemplo: Southwest Airlines, DELL y McDonald’s en USA.**

- b) **Liderazgo de productos:** mediante la innovación el negocio ofrecerá un producto con una imagen de marca: **“el primero en su clase o el mejor producto de todos”**, para lo cual debe cumplir excepcionalmente comparado con la competencia, con los siguientes atributos: funcionalidad y tiempo, es decir ofrecer productos singulares y servicios insuperables para el cliente; mientras que la relación empresa – cliente así como el precio y la calidad deben estar a un nivel satisfactorio. Es decir la empresa ofrece productos que no han sido conocidos o altamente deseados y que nadie más los puede ofrecer.

**Por ejemplo: Sony, Intel, Cirque Soleil.**

- c) **Intimidad con el cliente:** el negocio ofrece un producto totalmente diferenciado, es decir con una fortísima imagen de marca: **“a la medida única del cliente”**, creándose una unión estrecha del negocio con el

---

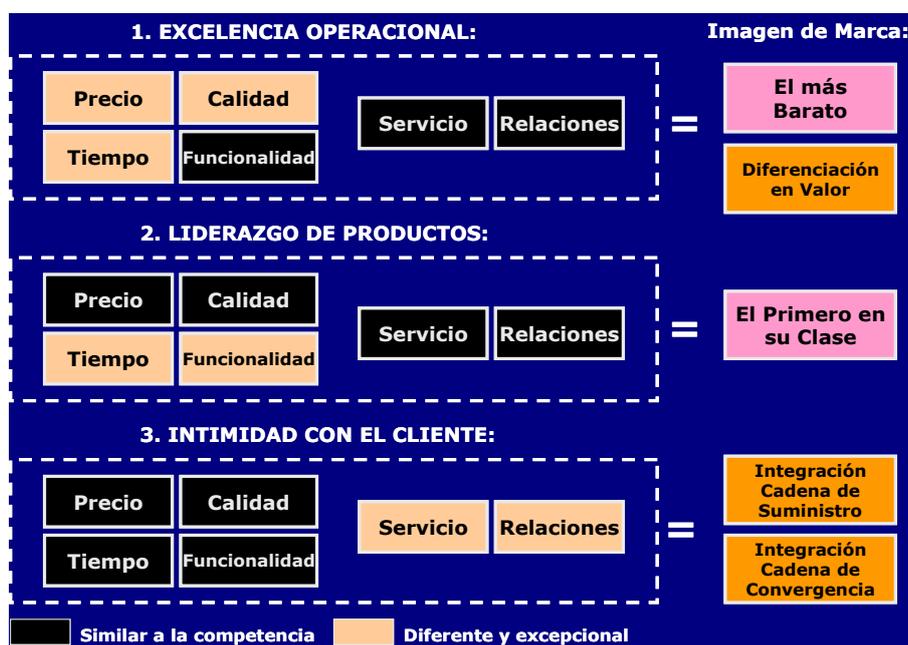
<sup>47</sup> **Producto:** Es el bien o servicio que el negocio ofrece a sus clientes.

cliente de largo plazo, para lo cual debe cumplir excepcionalmente comparado con la competencia, con los siguientes atributos: servicio y relaciones, mientras que el precio, la calidad, el tiempo y la funcionalidad deben ser satisfactorios. Es decir la organización conoce a su cliente y los productos o servicios que éste necesita.

**Por ejemplo: Disney, Home Depot, Starbucks Coffe.**

Finalmente, *El Dr. Kaplan plantea una nueva estrategia, convertirse en el “standard de la industria” o “lock in”, la cual no es muy conocida pero aplicada por Microsoft, Intel, Dell, etc.”*<sup>48</sup> Es decir con esta estrategia se pretende ser el mejor estándar para una **gran cantidad** tanto de compradores como de vendedores.

En la Figura No. 41 se representan las tres estrategias de un negocio enfocadas al cliente o propuesta de valor hacia el cliente.



**Figura No. 41 Estrategias enfocadas al cliente o propuestas de valor hacia el cliente**<sup>49</sup>

<sup>48</sup> Tomado del documento **La estrategia define la estructura** del Grupo Kaizen, S.A. San José de Costa Rica, Marzo 2005.

<sup>49</sup> Esta Figura se tomó de la Presentación del Prof. Víctor Hugo Ramírez Lafuente M.Sc. “Administración Global”, Quito Ecuador, 2006.

### 2.3.2 ANTECEDENTES PARA LA NUEVA ESTRATEGIA

Para determinar la nueva “Visión y Estrategia” de la Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR se deben considerar el diagnóstico de la organización y su entorno que consta en el capítulo anterior y Anexo 2 del presente trabajo, esto es:

- Situación financiera.
- Cadena de Valor.
- Tendencias PEST.
- Análisis de las Cinco Fuerzas Competitivas de PORTER.
- Análisis FODA.
- Evaluación de la Planeación Estratégica actual.
- Lineamientos de instituciones superiores (Ministerio del Ramo y Sistema PETROECUADOR (Matriz).

Para determinar la nueva “Visión y Estrategia”, la Misión, Visión y Valores establecidos previamente en la Gerencia de Oleoducto son adecuados a la realidad actual y para completar la nueva “Visión y Estrategia” así como la “Propuesta de Valor” para los clientes se deben considerar los siguientes temas estratégicos:

- ✚ El Estado Ecuatoriano como accionista de la Gerencia de Oleoducto le interesa que con menos recursos se generen más ingresos para el Presupuesto General del Estado (operación eficiente).
- ✚ Al Estado Ecuatoriano le interesa que se mantengan o incrementen los ingresos por tarifa del servicio de transporte en el SOTE que se cobra a las compañías privadas.
- ✚ El servicio de transporte de crudo desde la Región Amazónica hasta la Costa es vital e imprescindible para el Sistema PETROECUADOR y su NO

DISPONIBILIDAD afecta gravemente a la economía del país, por cuanto se paraliza la industria en **todas sus fases (producción, refinación, comercialización, etc.)**.

- ✚ La Gerencia de Oleoducto tiene un fuerte competidor (OCP), que tiene su capacidad operativa instalada subutilizada en más de un 50%, por lo que se debe presentar alternativas ventajosas para que los clientes cautivos de la Gerencia de Oleoducto (empresas privadas que tienen asignados campos petroleros) no les interese conectarse al OCP y cambiarse de proveedor del servicio de transporte de crudo.
- ✚ Dentro del Sistema PETROECUADOR, la óptima gestión operativa de la Gerencia de Oleoducto, repercute en mejores rendimientos de las refinerías y cumplimiento de programas de exportaciones de Crudo Oriente.
- ✚ Las actividades de la industria hidrocarburífera en general potencialmente afectan al medio ambiente y en el pasado la operación del SOTE eventualmente ha provocado contaminación ambiental, lo cual además, deteriora la imagen institucional.
- ✚ El SOTE está expuesto a innumerables riesgos naturales que pueden afectar a su infraestructura y con ello a la Disponibilidad del servicio de transporte de hidrocarburos así como contaminar el medio ambiente.
- ✚ Dentro de los procesos administrativos, se debe mejorar la eficacia en la contratación de bienes, obras y servicios, por cuanto en la actualidad la ineficacia en los procesos precontractuales es una gran debilidad de la Gerencia de Oleoducto.

### 2.3.3 LINEAMIENTOS DE INSTITUCIONES SUPERIORES

Considerando que la organización (Gerencia de Oleoducto) forma parte del Sistema PETROECUADOR, que a su vez depende del Ministerio de Energía y Minas, se debe observar los lineamientos que las autoridades de estas instituciones han dispuesto.

#### LINEAMIENTOS DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Primeramente se indica la **Política de Hidrocarburos** implementada por el Ministerio de Energía el 13 de octubre de 2004<sup>50</sup>, mediante Decreto Ejecutivo No. 2176 publicado en el Registro Oficial No. 448 de 22 de octubre de 2004 que se transcribe a continuación la parte pertinente:

*“Declarar política de Estado la explotación racional de hidrocarburos, que se regirá por los siguientes principios:*

- 1. Mantener la relación reservas-producción de hidrocarburos con una visión de largo plazo no menor a 25 años.*
- 2. Sustituir la condición de país importador de hidrocarburos por la de exportador de los mismos.*
- 3. Incentivar el desarrollo científico y tecnológico del sector hidrocarburífero con la activa participación de la industria nacional.*
- 4. Desarrollar las actividades hidrocarburíferas de tal forma que sean sustentables y sostenibles ambientalmente.*

---

<sup>50</sup> Políticas de Hidrocarburos implementadas en el gobierno del Crnl. Lucio Gutiérrez que hasta la presente fecha, el nuevo gobierno del Econ. Rafael Correa no ha derogado o modificado.

Por otra parte, el 22 de septiembre de 2003, fue expedido el Acuerdo Ministerial No. 094, con una política específica para el transporte del crudo por el SOTE que textualmente determina:

*“Art. 1. Disponer que se realice el transporte de los crudos pesados de participación del Estado por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE, garantizando la entrega de 45.000 barriles diarios de petróleo crudo de no menos de 28 °API a la Refinería La Libertad, 110.000 barriles diarios de crudo de 26.2 °API a la Refinería Estatal de Esmeraldas, y manteniendo en la transportación por el SOTE, un crudo de no menos de 23.7 °API.”*

*Art. 2. Es responsabilidad de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador PETROECUADOR la entrega de los crudos a ser transportados por el SOTE en los volúmenes y calidades señalados en el Artículo 1 del presente Acuerdo. Si se produjeran daños o afectaciones al Sistema de Oleoducto Transecuatoriano SOTE, y/o a las Refinerías del país, cuyas causas sean atribuibles a la calidad de crudo entregado por la Gerencia del SOTE, **asumirá la responsabilidad de ello la Gerencia del SOTE.** (lo resaltado es mío).*

*Art. 3. Los crudos de participación del Estado que no permitan cumplir las especificaciones determinadas en el Artículo 1 del presente Acuerdo, serán transportados por el Oleoducto de Crudos Pesados, OCP, para lo cual PETROECUADOR dará a conocer mensualmente la programación de los volúmenes que deberán ser transportados por este Sistema, con la Aprobación de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.”*

## LINEAMIENTOS DEL SISTEMA PETROECUADOR

A continuación se presenta el texto que se muestra en documentos oficiales de la empresa y los objetivos que constan en el Plan Operativo de PETROECUADOR<sup>51</sup> aprobado por el Directorio<sup>52</sup> de la empresa, mediante Resolución No. 022-DIR-

---

<sup>51</sup> Esta información fue tomada de la página web: [www.petroecuador.com.ec](http://www.petroecuador.com.ec)

<sup>52</sup> El **Directorio de PETROECUADOR** está conformado por los siguientes funcionarios: Ministro de Energía (Presidente), Ministro de Economía y Finanzas, Ministro Industrias y Competitividad, Representante del SENPLADES, Jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, Delegado del Presidente de la República y Representante de los trabajadores; es indelegable

2007 de 19 de marzo del presente año; lineamientos para aplicación directa en la Gerencia de Oleoducto.

### **“TRANSPORTE DE CRUDO**

**POLÍTICA:** *Optimizar la infraestructura del SOTE, a fin de que el Sistema PETROECUADOR cuente con un transporte de crudo eficiente y eficaz, asegurando el suministro de materia prima a las refinerías y la entrega para exportación de crudo, observando la normatividad que hace relación a exigencias ambientales y de más reglamentación inherente a la industria.*

#### **OBJETIVO:**

*Transportar la totalidad de crudo producido por PETROPRODUCCIÓN, el correspondiente a la participación del Estado y el de las compañías usuarias del SOTE.*

#### **ESTRATEGIA:**

- *Mejoramiento de la infraestructura y del control de las operaciones del SOTE.*
- *Mantenimiento preventivo de la línea.*
- *Preservación de las Normas ISO 14001, en todas las instalaciones del SOTE.*
- *Mejoramiento continuo de los procesos administrativos, mediante la certificación de la Norma ISO 9001.*

**META:** *Mantener operativa la máxima capacidad de transporte, que es de 390.000 BPD, utilizando químico reductor de fricción, para un crudo promedio de 23.7° API y una viscosidad de 88 cSt (centi-stocks).*

#### **INDICADOR DE GESTIÓN:**

- *Volumen de crudo transportado Vs. Volumen de crudo recibido*
- *Volumen real transportado Vs. Volumen programado”*

### 2.3.4 NUEVA VISIÓN Y ESTRATEGIA DE LA GERENCIA DE OLEODUCTO.

A continuación se expone la nueva “Visión y Estrategia” para establecer un nuevo modelo de negocio en la Gerencia de Oleoducto, gestionado mediante el Cuadro de Mando Integral, **propuesto por el autor**, en base a su experiencia y sobretodo al análisis efectuado en el presente trabajo.

#### **VISIÓN AL 2012**

El declarar la Visión es el primer paso en la Planeación Estratégica y con ello debemos responder principalmente a las siguientes interrogantes:

¿Cuál es la empresa que queremos construir?

¿Hacia dónde queremos ir?

¿En qué nos queremos convertir?

Una Visión efectiva debe tener las siguientes características: Concisa, enfocada en el valor, verificable, específica, compartida e inspiracional o motivadora.

#### **Anterior Visión al 2008**

*“Ser la primera empresa en el país en la transportación de petróleo por Oleoducto y líderes en la entrega oportuna de volúmenes programados, con calidad en el servicio; optimizando costos, trabajando con seguridad, protegiendo el medio ambiente y la salud ocupacional.”*

#### **Nueva Visión al 2012**

Con estos lineamientos se propone la siguiente Visión:

*“Ser la primera empresa en Latinoamérica en la transportación de petróleo por oleoductos, líder en rentabilidad y bajos costos, la mejor opción en el país en recepción, almacenamiento y entrega oportuna de volúmenes programados de crudos de diversas especificaciones a partir de 15 °API, con procesos operativos e infraestructura automatizados, trabajando con responsabilidad social y ambiental, con alta satisfacción del cliente interno y externo”.*

## MISIÓN

Tiene que ser corta, específica y motivadora; es la determinación de: “Qué es realmente lo que el cliente está dispuesto a adquirir y la empresa le va a ofrecer”.

Debe responder a la siguiente pregunta: ¿Cual es la razón de ser de la organización o qué pasaría si deja de existir?

La declaración de Misión son: *“expresiones perdurables de los propósitos que distinguen a una empresa de otras empresas similares. Una declaración de la Misión identifica el alcance las operaciones de una empresa en términos del producto y del mercado”*<sup>53</sup>.

### Anterior Misión

*“La Gerencia de Oleoducto tiene por misión transportar eficientemente el petróleo crudo por sistemas de oleoductos, asegurando la entrega oportuna para la exportación y refinación, con un verdadero compromiso de preservación de los ecosistemas”*

### Nueva Misión

Con estos lineamientos se propone la siguiente Misión:

*“La Gerencia de Oleoducto tiene por Misión generar valor para PETROECUADOR y el Estado Ecuatoriano por medio de la provisión ininterrumpida del servicio de transporte de petróleo crudo por oleoductos, mediante bacheo, garantizando a nuestros clientes calidad en el servicio, oportunidad en la recepción y entrega para la exportación y refinación, con responsabilidad social y ambiental.*

---

<sup>53</sup> Fred R. David, Administración Estratégica, Novena Edición, página 10.

## **ESTRATEGIA**

Para incrementar el valor generado para PETROECUADOR y el Estado Ecuatoriano, se implementará una combinación de las estrategias de crecimiento y productividad, crecimiento mediante la conservación de los actuales clientes y la captación de nuevos segmentos del mercado, adecuando la infraestructura para transportar por bacheo mezclas de crudos más pesados y con ello reducir la capacidad ociosa del SOTE, contrarrestando la declinación de la producción y minimizando los costos unitarios, por lo tanto incrementando la productividad de la Gerencia de Oleoducto.

**Propuesta de Valor para el Cliente es la siguiente o Estrategia respecto a los Clientes:**

Entregar un servicio de transporte de petróleo único en el país, oportuno, funcional respecto a la recepción y entrega según la programación tanto en volumen como en calidad, con operación mediante bacheo y tarifa de transporte razonable o conveniente para el cliente.

Para concretar la Propuesta de Valor para el Cliente se aplicará una estrategia de **Liderazgo de productos (innovación)**, ver Figura No. 41.

### **Objetivos, Indicadores de Gestión, Metas e Iniciativas Estratégicas**

Las estrategias mencionadas en este capítulo deben ser complementadas con los objetivos estratégicos, sus metas e indicadores de gestión, todos alineados y pertenecientes a las cuatro perspectivas del Balanced Scorecard (financiera, del cliente, de los procesos internos y de aprendizaje y crecimiento), las mismas que se desarrollan en el siguiente capítulo y que se esquematizan en la Figura No. 42.



Elaboró: El Autor

**Figura No. 42** *Objetivos estratégicos, parte de cuatro perspectivas del CMI*

## CAPÍTULO 3: CUADRO DE MANDO INTEGRAL

En el presente capítulo se conforma el Cuadro de Mando Integral o Balanced Scorecard de la Gerencia de Oleoducto, pero previamente se hace un resumen del Control de Gestión y en cada subtítulo se hace una introducción teórica.

### 3.1 SISTEMA DE CONTROL DE GESTIÓN (SCG)

#### DEFINICIÓN

El control de gestión es un sistema que sirve de apoyo para la administración o dirección de empresas, que por medio del análisis de datos generados y recopilados periódicamente, es posible conocer qué sucede en las áreas o procesos considerados fundamentales del negocio; de tal manera que conformándose en un proceso formal, cuantitativamente orientado, basado en estándares de desempeño, monitorea resultados reales y compara con los planificados, de tal manera que la administración puede tomar las acciones o ajustes para concretar los objetivos.

*“El objetivo principal del Control de Gestión es lograr que el Comportamiento de las Personas permita el logro de los Objetivos de la empresa.”<sup>54</sup>*

A continuación se expone otros conceptos del Control de Gestión:

*“Existen diferencias importantes entre las concepciones clásica y moderna de control de gestión. La primera es aquella que incluye únicamente al control operativo y que lo desarrolla a través de un sistema de información relacionado con la contabilidad de costes, mientras que la segunda integra muchos más*

---

<sup>54</sup> José Rivera Izam, Escuela de Administración, Pontificia Universidad Católica de Chile, Seminario CONTROL DE GESTIÓN, una herramienta para la alta dirección, año 2007, Relaciones fundamentales del Control de Gestión, página 29.

*elementos y contempla una continua interacción entre todos ellos. El nuevo concepto de control de gestión centra su atención por igual en la planificación y en el control, y precisa de una orientación estratégica que dote de sentido sus aspectos más operativos.*

*Sistema de Control de Gestión (SCG) cuenta con el diagnóstico o análisis para entender las causas raíces que condicionan el comportamiento de los sistemas físicos, permite establecer los vínculos funcionales que ligan las variables técnicas-organizativas-sociales con el resultado económico de la empresa y es el punto de partida para el mejoramiento de los estándares; mediante la planificación orienta las acciones en correspondencia con las estrategias trazadas, hacia mejores resultados; y, finalmente, cuenta con el control para saber si los resultados satisfacen los objetivos trazados.*

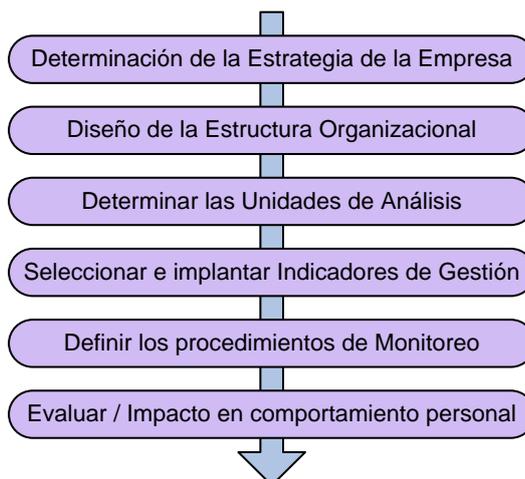
*El SCG desarrolla actividades de planificación, control y diagnóstico, para que las reglas de gestión locales se correspondan con la estrategia trazada por la organización, con un fin económico: la elevación del nivel de desempeño global, asumiendo de este modo una perspectiva integral de la organización”<sup>55</sup>.*

En conclusión, el Control de Gestión moderno se realiza con una visión sistémica del negocio y se apoya en instrumentos o registros del desempeño como son los estados financieros, estados de resultados, presupuestos, informes estadísticos que serán el soporte o base para enfocar las acciones hacia la consecución de la visión empresarial.

En la Figura 43 se muestran las fases y la secuencia del diseño de un Sistema de Control de Gestión genérico, para cualquier tipo de organización.

---

<sup>55</sup> Enciclopedia virtual Wikipedia; [http://es.wikipedia.org/wiki/Control\\_de\\_gesti%C3%B3n](http://es.wikipedia.org/wiki/Control_de_gesti%C3%B3n)



Diseño y elaboró: El Autor.

**Figura No. 43 Diseño de un Sistema de Control de Gestión**

## RELACIÓN CONTROL DE GESTIÓN, ESTRATEGIA Y ESTRUCTURA

La gestión administrativa moderna del negocio tiene una estructura conforme el esquema que se muestra a continuación en la Figura No. 44.

En donde primeramente se debe implementar una **Planeación Estratégica** es decir, conforme se indicó en el Capítulo II, saber básicamente lo siguiente la Visión, Misión, Estrategia y Objetivos.

La Planeación Estratégica determina la **Estructura Organizacional**, que está conformada por la descripción de los cargos o manual de funciones, y el organigrama que representa los mecanismos de coordinación o autoridad, y responsabilidad, entre los diferentes estamentos de la organización; su objetivo es establecer un sistema de papeles que han de desarrollar los miembros de la organización para trabajar juntos de forma óptima y que se alcancen los objetivos y metas fijadas en la planificación.

“La estructura organizacional presenta dos aspectos<sup>56</sup>:

- ✓ **Lo formal.** Se puede identificar con los elementos visibles, susceptibles de ser representados, modelados con el uso de diversas técnicas, que veremos más adelante, como organigramas, manuales, procedimientos, documentación de sistemas, etc.
- ✓ **Lo informal.** Se puede identificar con lo que no se ve, lo no escrito, lo que no está representado en los modelos formales; entran aquí las relaciones de poder, los intereses grupales, las alianzas interpersonales, las imágenes, el lenguaje, los símbolos, la historia, las ceremonias, los mitos y todos los atributos conectados con la cultura de la organización, **que generalmente más importa para entender la vida organizacional.** Franco (1998)

La suma de los componentes formales e informales constituye la estructura de la organización; es por eso que la estructura formal y la informal se encuentran estrechamente relacionadas. Si se define en forma adecuada, la estructura formal debe reflejar las pautas de comportamiento informal. Vicente Perel (1996) sostiene:

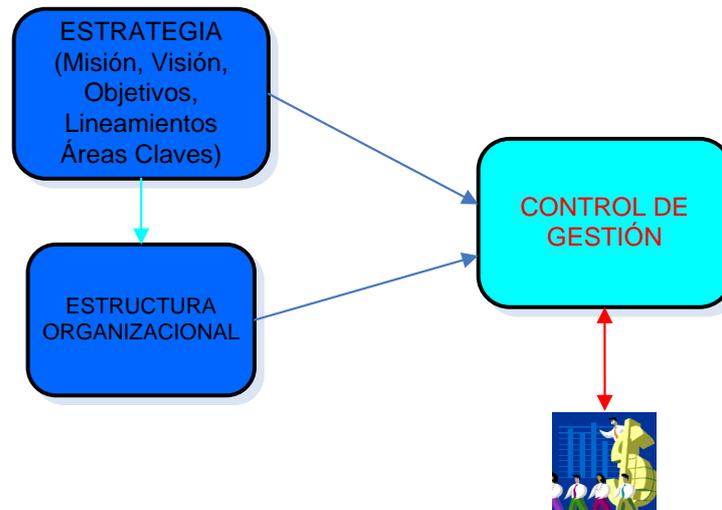
*Ambas partes son inseparables; son como la cara y ceca de una moneda. Si cortamos la moneda en dos, el todo pierde valor. Lo mismo sucede con las organizaciones.”*

Una vez conocidas la Planeación Estratégica y la Estructura Organizacional, éstas determinan el Sistema de Control de Gestión a emplearse, es decir ya se puede diagnosticar, planificar, monitorear y controlar. En conclusión, El Control de Gestión está determinado por las estrategias y estructura organizacional como se muestra en la Figura No 44.

---

<sup>56</sup> Valledor Mónica; La estructura y el diseño organizacional; [ww.ipap.sg.gba.gov.ar/doc/docdei/vmeydo.doc](http://ww.ipap.sg.gba.gov.ar/doc/docdei/vmeydo.doc)

## RELACIONES FUNDAMENTALES DEL CONTROL DE GESTIÓN



Diseño y Elaboró: El Autor

**Figura No. 44 Secuencia para implementación del Control de Gestión**

Consecuentemente, una empresa está bajo Control cuando tiene:

- Estrategia clara y definida,
- Estructura organizacional coherente con la Estrategia,
- Planes, presupuestos y medición de resultados,
- Participación de las Personas.

En este caso se puede decir que la empresa tiene un Sistema de Control de Gestión.

Como ya se escribió anteriormente, el objetivo principal del Control de Gestión es lograr que el comportamiento de las personas permita el logro de los objetivos de la empresa; también se indicó que la brecha entre la planificación y la consecución de objetivos se puede hacer mediante la implementación de una técnica eficaz de Control de Gestión que es el CUADRO DE MANDO INTEGRAL (CMI) o BALANCED SCORECARD (BSC), (Ver Figura No. 40 del Capítulo II).

## 3.2 CUADRO DE MANDO INTEGRAL

### 3.2.1 ANTECEDENTES

El CMI tiene sus orígenes en los *Tableau de Bord* desarrollados en Francia hace más de cuarenta años y es utilizado con mayor frecuencia a partir 1992, en que el profesor de la Universidad de Harvard, Robert Kaplan y el consultor David Norton desarrollaron y publicaron el Balanced Scorecard conocido en español como el Cuadro de Mando Integral (CMI).

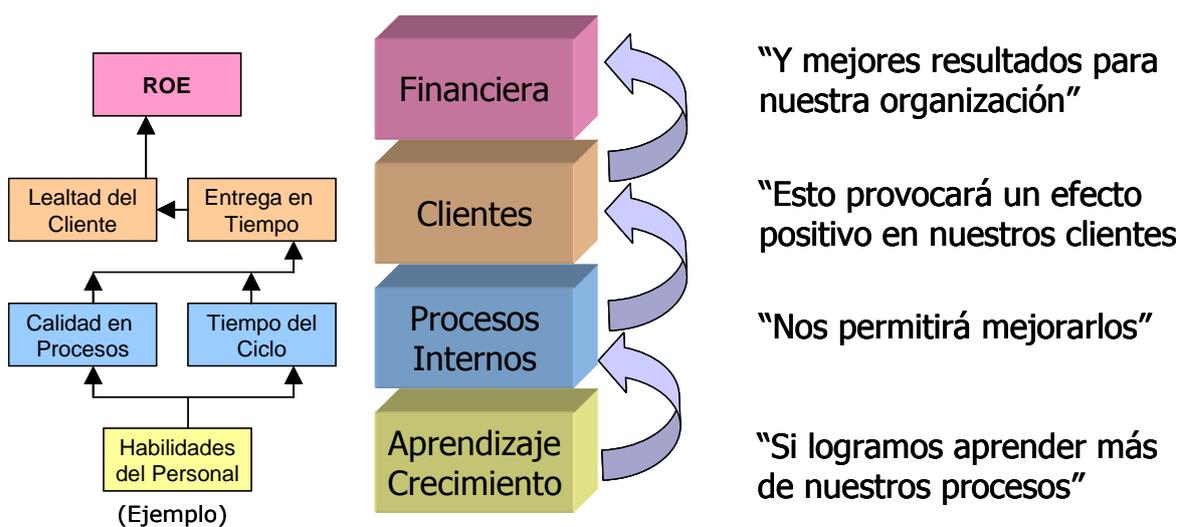
### 3.2.2 DESCRIPCIÓN DEL CMI

El Cuadro de Mando Integral (CMI) es un modelo de gestión que ayuda a las organizaciones a convertir la estrategia en objetivos operacionales, concretando comportamientos y desempeño de las personas.

En la Figura No. 46 se representa como el CMI convierte la “Visión y Estrategia” en un sistema integrado de objetivos estratégicos definidos a través de cuatro perspectivas del negocio: “Financiera”, “Clientes”, “Procesos Internos” y “Aprendizaje y crecimiento”, procurando un equilibrio entre el corto y largo plazo.

En la aplicación del CMI es de destacar la relación **causa-efecto** de los objetivos estratégicos, que se refiere a la serie de causas que provocan efectos y éstos a su vez son causa para un nuevo efecto, así: desde los trabajadores a quienes se debe dotarles de conocimientos, habilidades, sistemas y herramientas, para construir capacidades estratégicas en los procesos internos, para proveer beneficios únicos a los clientes, para conducir al éxito financiero, para cumplir la Visión del negocio.

Esta relación causa-efecto de los objetivos estratégicos enfocados en las cuatro perspectivas se denomina **ALINEAMIENTO** (Ver Figura No. 45).



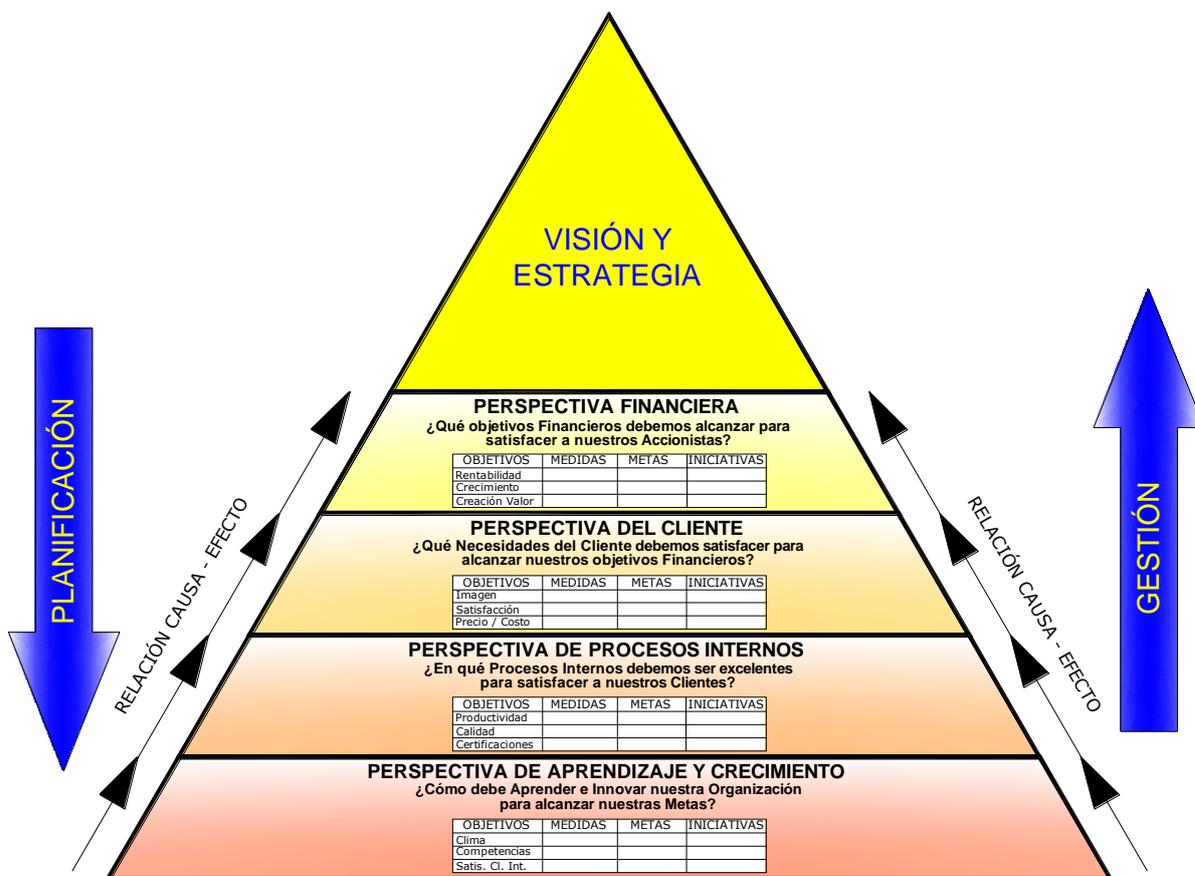
Elaboró: El Autor

Figura No. 45. Relación Causa – Efecto o Alineamiento

En la actualidad, al gestionar el negocio mediante el Cuadro de Mando Integral, ya no se administra únicamente por indicadores financieros que muestran una parte del pasado, sino que se proyecta hacia el futuro, con objetivos estratégicos en las demás perspectivas no financieras.

A continuación se listan los principales componentes del Cuadro de Mando Integral:

1. **Objetivos estratégicos:** Declaración de lo que la estrategia debe cumplir y es crítico para su éxito del negocio.
2. **Indicadores de gestión:** Cómo será medido y monitoreado el éxito en el cumplimiento de los objetivos estratégicos o estrategia.
3. **Metas:** Nivel de desempeño, resultado o tasa de mejora necesaria
4. **Iniciativas Estratégicas:** Programas de acción clave requeridos para alcanzar los objetivos estratégicos.
5. **Mapa Estratégico:** Diagrama de relaciones de causa-efecto entre objetivos estratégicos.



Dibujó y Diseñó: El Autor

**Figura No. 46 Esquema del Balanced Scorecard**

Finalmente se representa el esquema del CMI diseñado por Norton y Kaplan (Figura No. 47), en donde se refleja el equilibrio entre las cuatro perspectivas implementadas para el cumplimiento de los Objetivos y Estrategias ubicadas en el centro; equilibrio existente también en el corto y largo plazo.



Diseño: D. Norton y R. Kaplan<sup>57</sup>; Elaboró el Autor

**Figura No. 47 Cuatro perspectivas del BSC**

<sup>57</sup> Este diseño se tomó de: Nils-Göran Olve, Jan Roy, Magnus Wetter; Implantando y Gestionando el Cuadro de Mando Integral (Performance Drivers), Editorial Gestión 2000, primera reimpresión, Colombia 2004.

### 3.2.2.1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

Como ya se indicó anteriormente, un Objetivo Estratégico es la declaración concreta de lo que la organización debe cumplir y es crítico o vital para el éxito del negocio, se deben establecer para cada perspectiva estratégica del CMI y deben ser evaluados al menos por un Indicador de Gestión.

Los objetivos estratégicos son enunciados concretos que describen las cosas específicas que tenemos que lograr para implementar la estrategia planteada, describen en forma específica la dirección y el impacto que queremos lograr.

Los Objetivos Estratégicos de cada perspectiva de CMI debe estar alineado en la relación causa-efecto.

### 3.2.2.2 INDICADORES DE GESTIÓN

Una vez establecida la Estrategia y conocidos los Objetivos Estratégicos que serán los factores críticos del éxito de la organización, se implementan Indicadores de Gestión que representan una formulación cuantitativa para evaluar el cumplimiento de dichos objetivos y comparar el rendimiento conseguido con las metas planteadas.

Los Indicadores de Gestión son una herramienta para direccionar hacia el comportamiento deseado, muestran la relación entre objetivos y son una prueba constante sobre la validez de la Estrategia.

Los Indicadores de Gestión responden a los puntos directamente relacionados a la “Visión y Estrategia” la empresa, consecuentemente deben ser seleccionados y priorizados separándolos de aquellos más ligados a la rutina operativa; esto no significa que la organización deje de lado los indicadores operacionales, si no que con la construcción del CMI se va a centrar en los objetivos estratégicos.

*“ No son el destino, son la dirección. No son órdenes de mando, son compromisos. No determinan el futuro, son los mecanismos para movilizar recursos y energías de la empresa para construir el futuro”. Peter Druker.*

*Los objetivos permiten: determinar las acciones por hacer, asignar recursos, programar actividades, establecer plazos de logro, determinar premios y castigos asociados a los logros o no logros.”<sup>58</sup>*

Los indicadores de Gestión:

Deben medir:

- El esfuerzo realizado,
- La contribución a los resultados generales y
- Los objetivos empresariales o estratégicos.

Deben ser:

- Pocos,
- Claros,
- Simples,
- Medibles,
- Relevantes,
- Comprensibles,
- Auto-explicativos,
- Repetibles y confiables,
- Orientadores a la acción,
- Mostradores de responsabilidades,
- Deben estar alineados a la estrategia,
- Motivadores para el cumplimiento del objetivo,
- Conjugadores del corto y largo plazo (CP y LP).

Deben tener:

- Alineamiento con la estrategia,
- Metas desafiantes,
- Metas alcanzables.

---

<sup>58</sup> Prof. Patricio Donoso Ibáñez, Escuela de Administración, Pontificia Universidad Católica de Chile, Seminario CONTROL DE GESTIÓN, una herramienta para la alta dirección, año 2007, Sesión 1, Sistemas e Instrumentos para el Control de Gestión, pág. 7.

Los Indicadores de Gestión pueden ser de “Resultados” o “Inductores o de Tendencia”,

**Indicadores de Resultados:** Se focalizan en el resultado del desempeño al fin de un periodo o actividad, por ejemplo la “Rentabilidad sobre la inversión”, “Retención del cliente”. Generalmente son objetivos y fáciles de determinar y medir, sin embargo reflejan los éxitos del pasado, no las decisiones y actividades de hoy. Son más aplicables a las perspectivas Financiera y del Cliente.

**Indicadores Inductores o de Tendencia:** Miden procesos intermedios, actividades y comportamientos, por ejemplo “Horas de Entrenamiento”. Son de naturaleza más predictiva; están basados en la relación de “causa y efecto” estratégicas, pero a menudo son difíciles de obtener. Son de aplicación principalmente en las perspectivas Interna y de Aprendizaje y Crecimiento.

El tipo de indicador, de resultado o inductor es **relativo**, por cuanto en una circunstancia o en un tipo de negocio un indicador puede ser del tipo Resultado, pero a su vez ser Inductor por cuanto también es la causa de otros Resultados.

Existen muchas clasificaciones de los indicadores, en la Tabla No. 29, se detallan otros tipos de Indicadores de Gestión utilizados con frecuencia y ejemplos aplicables a nuestro negocio.

TIPO DE INDICADOR	EJEMPLO
Observación directa	Volumen de crudo transportado (Barriles)
Razones	Volumen de crudo diario transportado (BPD)
Promedios o polinomios	Calidad promedio del crudo entregado a refinería (°API)
Desviaciones	Volumen de crudo que no cumple especificaciones (Barriles)
Cumplimiento	Porcentaje de ejecución presupuesto de inversiones (%)
Cualitativos	Satisfacción del cliente (%)
Combinación de anteriores	Promedio de satisfacción clientes privados (%)

Elaboró: El Autor

**Tabla No. 29 Tipos de Indicadores de Gestión.**

Adicionalmente, se debe indicar que existen indicadores de los siguientes tipos:

- Número absoluto,

- Tasas,
- Evaluaciones (por ejemplo de encuestas),
- Rankings,
- Porcentaje, e
- Índices.

### **Selección de los Indicadores**

A continuación se expone la metodología para la selección de los indicadores:

Para cada objetivo del CMI:

1. Determinar el indicador de Resultados seleccionado.
2. Encontrar la desviación entre lo deseado y lo real (Gap), si esta es alta o se va a implementar un gran cambio, se requiere apoyarse implementando un indicador de Tendencia o Inductor adicional.

Para cada objetivo que se necesita indicador de Tendencia, se requiere identificar las actividades críticas a “Hacer Bien” que incrementarían la posibilidad de alcanzar los objetivos estratégicos; posteriormente se debe priorizar las listas de cuestiones a “Hacer Bien” para posteriormente elegir el Inductor o indicador de Tendencia más adecuado para las actividades más relevantes.

### **Número de Indicadores de Gestión en el CMI**

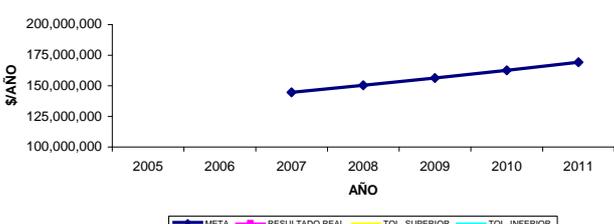
Para un CMI práctico se recomienda un Indicador de Resultados por cada Objetivo Estratégico, apoyándose en otros indicadores de Tendencia o Inductores, pero no más de 25 Indicadores en total para todo el CMI (ó máximo 1.5 Indicadores por Objetivo Estratégico).

## **Elementos de un Indicador de Gestión**

Como se puede ver en la Tabla No. 30, los Indicadores de Gestión deben tener principalmente los siguientes elementos:

- Descripción,
- Forma de evaluación, de ser posible una fórmula,
- Frecuencia de medición o actualización,
- Meta o valor objetivo,
- Responsable de medir,
- Responsable de gestionar,
- Responsable de reportar,
- Fuentes de la Información,

En la Tabla No. 30 se presenta un modelo de formato para el registro y seguimiento de un sistema de medición de la gestión mediante indicadores:

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b>  <b>I ..</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. O..</b>			
<b>NOMBRE:</b>		<b>PERSPECTIVA:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>		<b>TIPO:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	
		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	Responsables de definir Metas:
2005			
2006			
2007			Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:
2008			
2009			
2010			Responsable de seguimiento y reporte:
2011			
<b>GRÁFICO</b>		<b>INTERPRETACIÓN</b>	
			
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.-			
2.-			
3.-			
4.-			
<b>Fuentes de la Información</b>			

Diseñó y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 30 Formato para registro y seguimiento de Indicadores de Gestión**

### 3.2.2.3 METAS

Es el valor que se procura alcanzar para cada Indicador de Gestión, fijan y comunican el nivel de desempeño esperado por la organización, enfocando a la organización hacia la mejora. Se debe fijar solo una meta por Indicador de Gestión

Las Metas deben tener las siguientes características:

- Son cuantificables,
- Comunican claramente el desempeño esperado,
- Debe mostrar la relación de la Meta con el Objetivo y la Estrategia,
- Son realistas pero retadoras, y
- Deben basarse en datos o hechos.

### 3.2.2.4 INICIATIVAS ESTRATÉGICAS

Las Iniciativas Estratégicas son los programas de acción o proyectos clave necesarios para lograr alcanzar las metas y objetivos; permiten llenar las brechas entre los resultados reales y las metas y deben estar alineadas con la Estrategia de la organización.

Las Iniciativas Estratégicas son establecidas para cada Objetivo Estratégico, deben ser priorizadas y asignar los recursos requeridos para concretarlas, por cuanto su éxito conlleva al cumplimiento de Objetivos Estratégicos y consecuentemente de la “Visión y Estrategia”.

Las Iniciativas Estratégicas como todo programa o proyecto deben tener: Responsables de la ejecución, cronogramas claros, entregables o resultados concretos y asignación de recursos necesarios.

### **3.2.2.5 MAPA ESTRATÉGICO**

El Mapa Estratégico es un medio esquemático de describir la Estrategia, en él se representan los Objetivos Estratégicos gráficamente, agrupados de acuerdo a las perspectivas, enlazados mediante flechas que muestran el alineamiento o relación causa-efecto.

Es un elemento dinámico, que sirve como instrumento de comunicación para que TODOS en la organización consigan entender la estrategia, mostrando de manera gráfica los desafíos estratégicos, buscando el compromiso de todos.

### **3.2.3 PERSPECTIVA FINANCIERA**

Esta perspectiva del CMI está compuesta por los Objetivos Estratégicos, Indicadores, Metas e Iniciativas que representan la propuesta de valor para los Accionistas, es decir qué resultados financieros debemos obtener para satisfacer a los Accionistas.

Con esta perspectiva se debe responder a la siguiente pregunta: “¿Para tener éxito financiero, cómo deberíamos aparecer ante los Accionistas?”.

Las necesidades fundamentales de los Accionistas son las siguientes:

- Buena administración de la Empresa,
- Imagen de la organización,
- Crecimiento del precio de sus Acciones,
- Consistente Rentabilidad,
- Información Financiera segura y oportuna,
- Comunicación oportuna y honesta.

Como ya se indicó anteriormente, existen dos alternativas principales para aumentar el valor para los Accionistas, estas son: Incremento de Ingresos por crecimiento de clientes, tanto nuevos como actuales y la otra es de la productividad, ya sea optimizando los costos o incrementando la utilización de los activos o lo que es lo mismo minimizando la capacidad ociosa de la infraestructura.

Por cuanto se requería conocer los tipos de estrategias para definir la “Nueva Estrategia” de la Gerencia de Oleoducto, en la Sección 2.3.1 del Capítulo 2, se explico las estrategias tanto de crecimiento como de productividad para aumentar el valor para los accionistas, objeto principal de la perspectiva Financiera.

A continuación se darán breves definiciones de parámetros relacionados con la Perspectiva Financiera.

## **ESTADO DE RESULTADOS**

Es un resumen de las cuentas de resultados financieros de un período o ejercicio fiscal. En el siguiente esquema se muestran las diferentes cuentas de resultados y cómo se determina.

VENTAS
- (Costo de ventas)
<hr/>
Margen Bruto
- (Costos Fijos)
<hr/>
BAITDA (EBITDA)
- (Depreciaciones y amortizaciones)
<hr/>
BAIT (EBIT)
- (Intereses)
<hr/>
Beneficios antes de Impuestos (BAT)
- (Impuestos)
<hr/>
Beneficio Neto (BDT) (Bottom line)

### RENTABILIDAD TOTAL (ROE<sup>59</sup>)

Rentabilidad sobre recursos propios o sobre el capital empleado, es la rentabilidad para el accionista, se denomina también **retorno del capital**. Se calcula como el cociente entre el Beneficio Neto y los Recursos Propios o Patrimonio.

$$ROE = \frac{\text{Beneficio Neto}}{\text{Patrimonio}}$$

### RETORNO DE LA INVERSIÓN (ROI<sup>60</sup>)

Es el beneficio que obtenemos por cada unidad monetaria invertida en tecnología durante un periodo de tiempo o para ejecutar un proyecto. Suele utilizarse para analizar la viabilidad de un proyecto y medir su éxito. En épocas de crisis, es fundamental que cada centavo invertido en tecnología regrese, a ser posible, acompañado de más.

<sup>59</sup> **ROE:** Return on Equity, o retorno para los accionistas

<sup>60</sup> **ROI:** Return on Investments, o Retorno de una inversión

Su medida es un número relacionado con el ratio Coste/Beneficio. El coste es sencillo de medir, siempre sabemos cuánto estamos gastando lo complicado es calcular el beneficio.

$$ROI = \frac{\text{Beneficios}}{\text{Inversión}} \%$$

## RENTABILIDAD SOBRE ACTIVOS (ROA<sup>61</sup>)

Es la relación entre el beneficio neto antes de Intereses e Impuestos sobre el total de Activos.

$$ROA = \frac{EBIT}{\text{Total Activos}}$$

## EBIT<sup>62</sup>

Beneficios o utilidad antes de impuestos e intereses. Es una medida de flujo generado por las operaciones, ya que no incluye ni los gastos financieros (intereses), que no se generan por la operación de la empresa, ni los impuestos sobre las utilidades.

## EBITDA<sup>63</sup>

Beneficios o utilidad antes de impuestos, intereses, depreciación y amortizaciones. Es en cierta forma una medida de flujo de caja, ya que no considera partidas que no constituyen movimientos de efectivo, como son las depreciaciones y amortizaciones.

---

<sup>61</sup> **ROA:** Return on Assets, o Rentabilidad sobre activos

<sup>62</sup> **EBIT:** Earnings Befote Interest and Taxes, o Beneficios antes de intereses e impuestos.

<sup>63</sup> **EBITDA:** Earnings Before Interest, Tax, Depreciations and Amortization, o Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones.

**EVA**<sup>64</sup>

Valor económico agregado (EVA) es una medida que intenta determinar el valor que es capaz de generar una empresa.

$$EVA = (ROA - CCPP) * CAPITAL INVERTIDO$$

En donde CCPP es el costo de capital promedio ponderado, es decir el costo de oportunidad de los activos. Esta fórmula indica el valor agregado como el exceso de la utilidad sobre el costo de oportunidad de los activos (realizar inversiones que renten más que la mejor alternativa disponible), por el valor de la inversión, para obtener el EVA.

Con estas consideraciones se han establecido los siguientes Indicadores de Gestión, frecuentemente utilizados y que aplican a los Objetivos Estratégicos de la Perspectiva Financiera<sup>65</sup>:

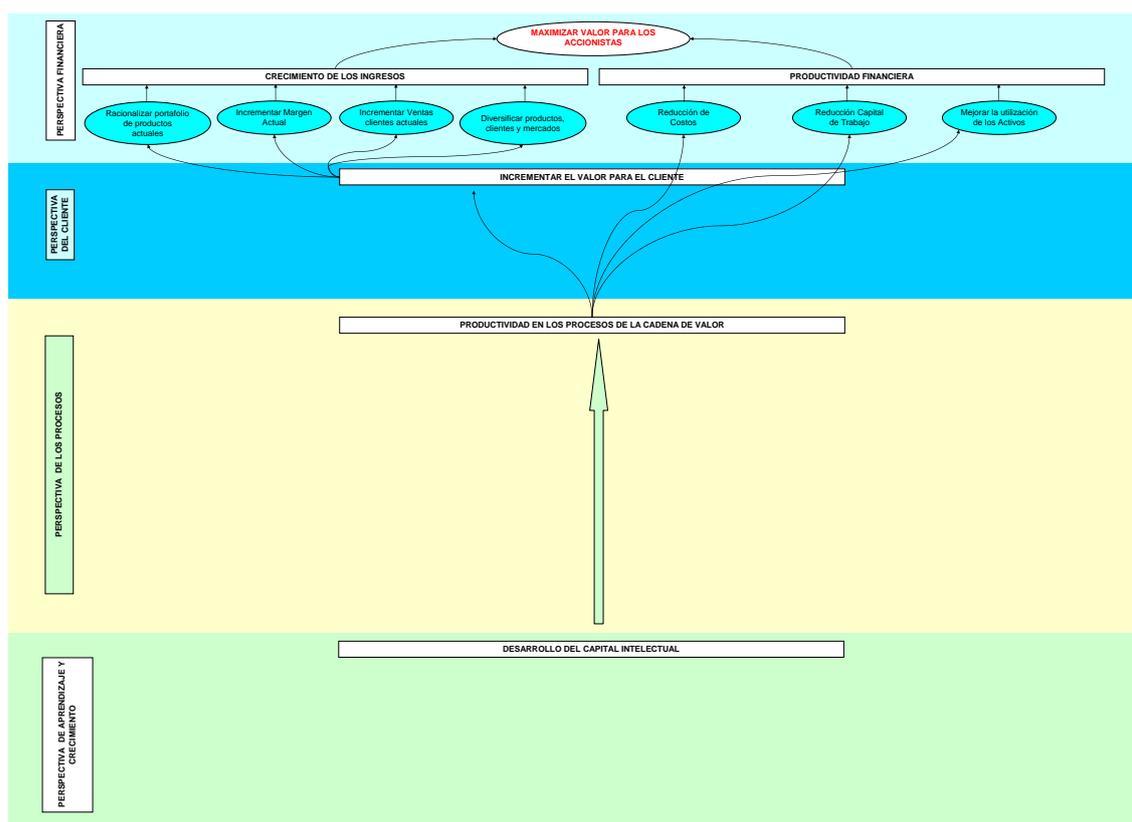
1. Total del activo (\$),
2. Total del activo/empleado (\$/empleado),
3. Ingresos/total del activo (%),
4. Ingresos por productos nuevos o nuevas operaciones (\$),
5. Ingresos/empleado (\$/empleado),
6. Beneficios/total del activo (%),
7. Beneficios por nuevos productos o nuevas operaciones (\$)
8. Beneficios/empleado (\$/empleado)
9. Valor del mercado (\$)
10. Rendimiento de los activos netos (%)
11. Valor añadido/empleado
12. Rendimiento del total del activo (ROA) (%)

<sup>64</sup> **EVA:** Economic value added, o Valor económico agregado.

<sup>65</sup> Nils-Göran Olve, Jan Roy, Magnus Wetter; Implantando y gestionando el Cuadro de Mando Integral (Performance Drivers), Gestión 2000, Colombia 2004, pág. 358. (también se toman de este texto, los Indicadores para las demás perspectivas).

13. Rendimiento del capital empleado (ROE) (%)
14. Margen del beneficio (%)
15. Contribución/ingresos, o margen de contribución (%)
16. Contribución/empleado (\$/empleado)
17. Flujo de caja (\$)
18. Patrimonio neto/total del activo, o solvencia (%)
19. Rendimiento de la inversión (ROI) (%)
20. Costes totales (\$)

A continuación se presenta un Mapa Estratégico **genérico** que contempla la perspectiva Financiera (Figura No. 48)



Elaboró el Autor

**Figura No. 48 Mapa Estratégico Perspectiva Financiera**

### 3.2.4 PERSPECTIVA DE LOS CLIENTES

Esta perspectiva del CMI está compuesta por los Objetivos Estratégicos, Indicadores, Metas e Iniciativas que representan la propuesta de valor para el Cliente, es decir qué necesidades del cliente debemos satisfacer para alcanzar nuestros objetivos financieros.

Con esta perspectiva se debe responder a la siguiente pregunta: “¿Cómo debemos presentarnos a nuestros Clientes para obtener nuestros objetivos?”.

Las necesidades fundamentales de los accionistas son las siguientes:

- Calidad percibida
- Variedad de opciones (hecho a la medida)
- Excelencia en servicio
- Información continua y oportuna
- Entrega rápida y a tiempo
- Resolución rápida de problemas

La satisfacción del Clientes se puede conseguirla ofreciendo:

- Una mezcla adecuada de los siguientes atributos del producto o servicio: Precio, calidad, tiempo y funcionalidad.
- Relación con el Cliente (atención personalizada) y buen servicio (respuesta a fallas, servicios post – venta).
- Imagen de marca.

Como ya se indicó anteriormente (ver Figura No. 41 en el Capítulo 2), existen tres alternativas principales para incrementar el valor para los Clientes, estas son:

1. Excelencia operacional (para ser el más barato, de excelente calidad y tiempo),
2. Liderazgo de productos (para ser el mejor producto, primero en su clase en tiempo y funcionalidad),
3. Intimidad con el Cliente (obteniendo un conocimiento profundo de las necesidades del Cliente para atenderlo personalizadamente, manteniendo la relación y el servicio).

A continuación se presentan un listado de los Indicadores de Gestión más frecuentemente usados en el CMI, en la perspectiva del Cliente<sup>66</sup>:

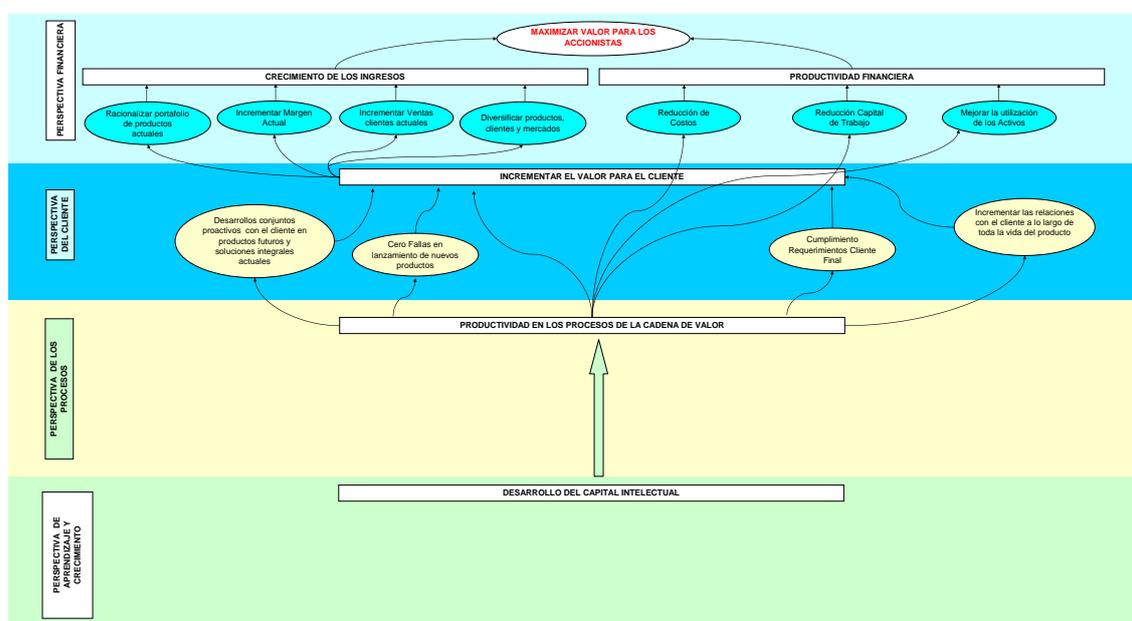
1. Número de clientes (cifra)
2. Cuota de mercado (%)
3. Ventas anuales/cliente (\$)
4. Clientes perdidos (cifra o %)
5. Media de tiempo utilizado en relaciones con clientes (cifra)
6. Clientes/empleados (cifra o %)
7. Ventas cerradas/contactos de ventas (%)
8. Índice de clientes satisfechos (%)
9. Índice de fidelidad de los clientes (%)
10. Coste/cliente (\$)
11. Número de visitas a clientes (cifra)
12. Número de quejas (cifra)
13. Gastos de comercialización (\$)
14. Índice de imagen de marca (%)

---

<sup>66</sup> Ibidem.

15. Media de duración de relación con el cliente (cifra)
16. Media del tamaño del cliente (\$)
17. Clasificación del cliente (%)
18. Visitas del cliente a la empresa (cifra)
19. Media de tiempo entre contacto con el cliente y la respuesta de venta (cifra)
20. Gastos por servicio/cliente/año (\$)

A continuación se presenta un Mapa Estratégico **genérico** que contempla las perspectivas Financiera y del Cliente (Figura No. 49)



Elaboró el Autor

**Figura No. 49 Mapa Estratégico Perspectiva Financiera y del Cliente**

### 3.2.5 PERSPECTIVA DE PROCESOS INTERNOS

Esta perspectiva del CMI está compuesta por los Objetivos Estratégicos, Indicadores, Metas e Iniciativas que representan la propuesta de excelencia en los procesos internos.

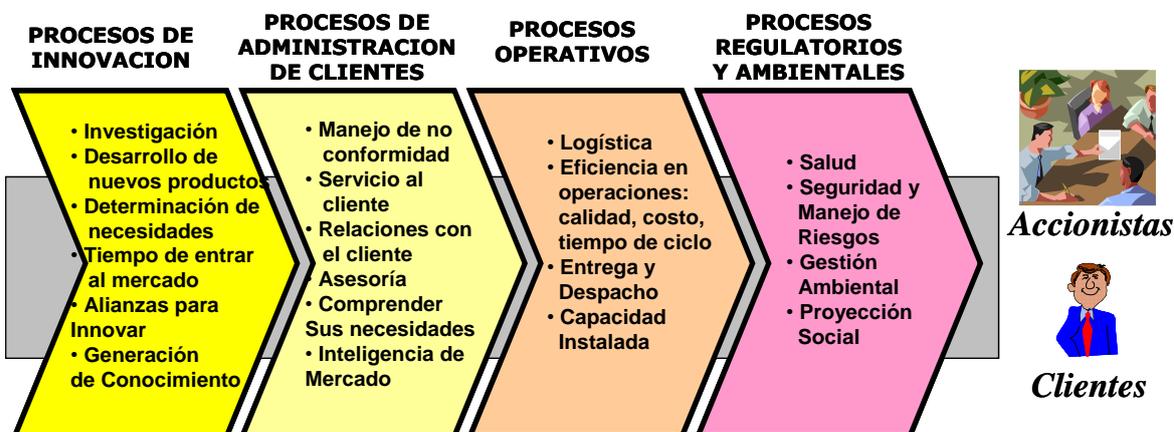
Con esta perspectiva se debe responder a la siguiente pregunta: “¿En qué procesos internos debemos ser excelentes para satisfacer a nuestros Clientes y Accionistas?”.

Los procesos para su gestión se han clasificado de la siguiente manera:

- Procesos operativos
- Procesos con enfoque al mercado
- Procesos de innovación
- Procesos regulatorios y de responsabilidad social y ambiental

Esta perspectiva tiene una visión futurista, que hacer hoy para conseguir resultados deseados y programados para mañana.

En la Figura No. 50 se esquematizan los temas estratégicos para cada tipo de procesos.



**Figura No. 50 Temas estratégicos para la perspectiva de Procesos Internos**

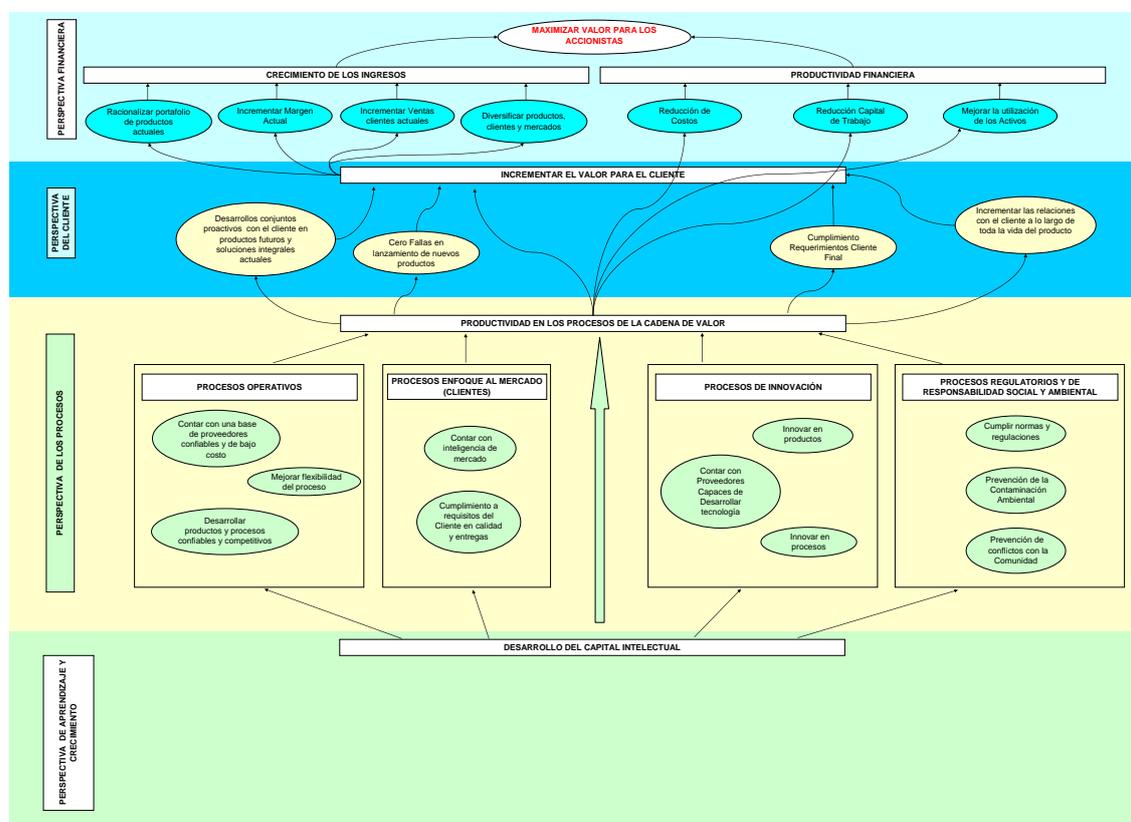
A continuación se presentan un listado de los Indicadores de Gestión más frecuentemente usados en el CMI, en la perspectiva de los Procesos Internos<sup>67</sup>:

1. Gastos administrativos/total ingresos (%)
2. Tiempo de proceso, pagos extra (días)
3. Entrega a tiempo (%)
4. Tiempo de espera medio (días)
5. Tiempo de espera, desarrollo del producto (días)
6. Tiempo de espera entre pedido y entrega (días)
7. Tiempo de espera, proveedores (días)
8. Tiempo de espera, producción (días)
9. Tiempo medio para tomar decisiones (días)
10. Rotación de stocks (días)
11. Mejora de la productividad (%)
12. Capacidad de TI [CPU y DASD] días
13. Capacidad de TI/empleados (días)
14. Cambio de inventario de TI (\$ o %)
15. Gastos en TI/gastos administrativos (%)
16. Emisiones al medio ambiente por producción (días)
17. Impacto medioambiental por uso del producto (días)
18. Coste de error administrativo/ingresos por gestión (%)
19. Contratos archivados sin error (días)
20. Gastos administrativos/empleados (\$)

---

<sup>67</sup> Ibidem.

A continuación se presenta un Mapa Estratégico **genérico** que contempla las perspectivas Financiera, del Cliente y Procesos Internos (Figura No. 51).



Elaboró el Autor

**Figura No. 51 Mapa Estratégico Perspectiva Financiera y del Cliente**

### 3.2.6 PERSPECTIVA DE APRENDIZAJE Y CRECIMIENTO

La cuarta perspectiva analizada es la de aprendizaje y crecimiento, también llamada de innovación, en ella se agrupan las estrategias (objetivos, metas, indicadores e iniciativas estratégicos) de corto y especialmente de largo plazo, relacionadas a los recursos de la empresa, principalmente humanos, de Tecnología de Información (TI) y la Cultura Organizacional.

Con esta perspectiva se pretende responder a la siguiente pregunta: ¿Cómo debe aprender, cambiar e innovar nuestra organización para alcanzar nuestras Metas?

Los trabajadores o Recursos Humanos, en la empresa requieren:

- Trabajo motivante,
- Estabilidad laboral,

- Crecimiento y carrera,
- Salarios y beneficios competitivos,
- Salud y seguridad laboral,
- Balance entre el trabajo y la familia,
- Participación e involucramiento,
- Autogestión (planeación, control y mejora),
- Autoridad y facultación,
- Reconocimiento por desempeño,
- Comunicación oportuna, honesta y en ambas vías,
- Capacitación y educación continua.

Las estrategias de la perspectiva de Aprendizaje y Crecimiento abarcan los siguientes aspectos:

#### 1.- Recursos Humanos (Competencias):

Las personas deben adquirir los conocimientos, tanto de los clientes como de la operación del negocio, desarrolla habilidades inherentes a su puesto de trabajo y comportamientos positivos como trabajo en equipo, resolución de problemas y comunicación efectiva.

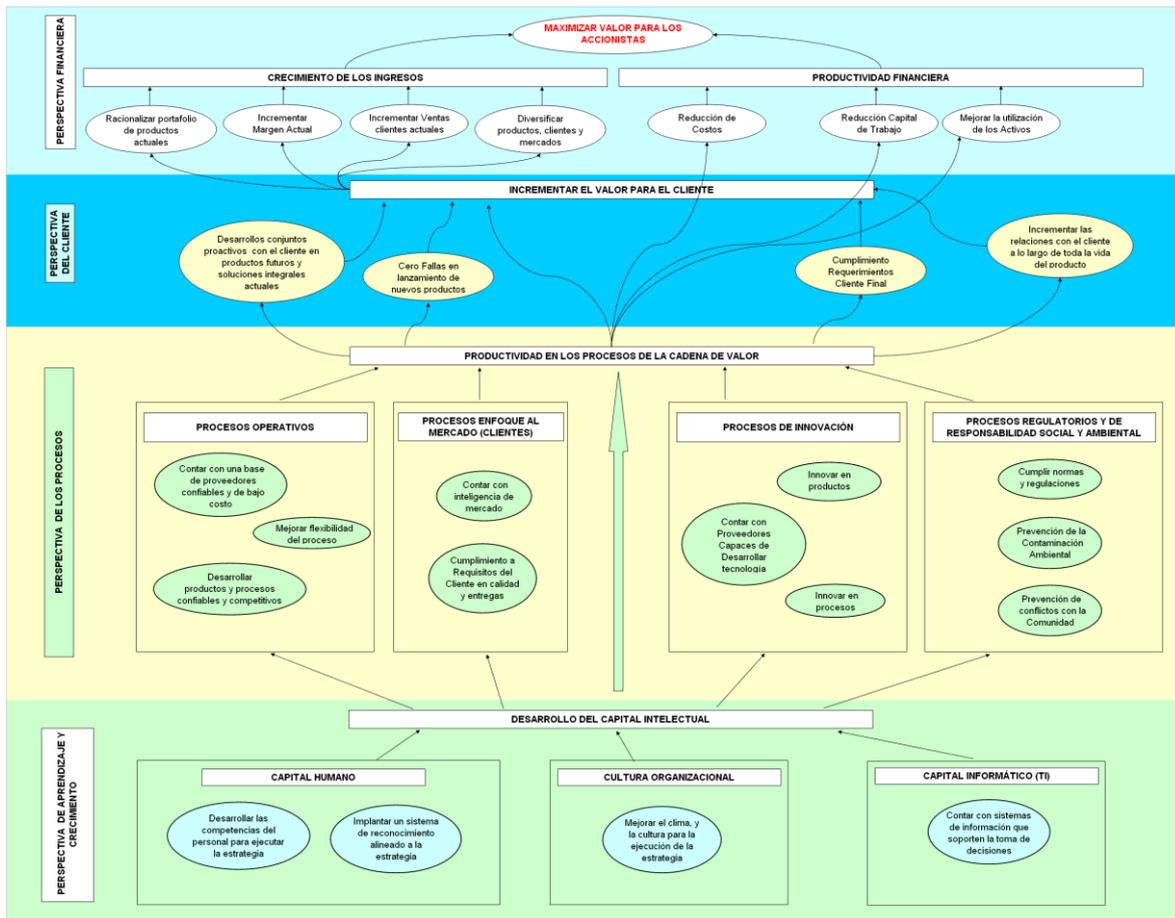
#### 2.- Tecnología de la Información:

La organización debe contar con una Tecnología de Información, esto es hardware, software e infraestructura, que proporcionen datos o información oportuna para la toma de decisiones, información sobre productos y una interconexión de la empresa al interior y exterior o mercado.

#### 3.- Cultura Organizacional:

La organización debe apoyarse en la participación, innovación, respuesta rápida a cambios en el entorno, eficacia y ética en las relaciones.

La perspectiva de Aprendizaje y Crecimiento o de Innovación y Crecimiento es la base de la estrategia y soporta la estrategia al largo plazo, lo cual se puede ver en el Mapa Estratégico de la Figura No. 52.



Diseño y Elaboró: El Autor

**Figura No. 52 Mapa Estratégico Genérico**

## DEFINICIÓN DE COMPETENCIAS

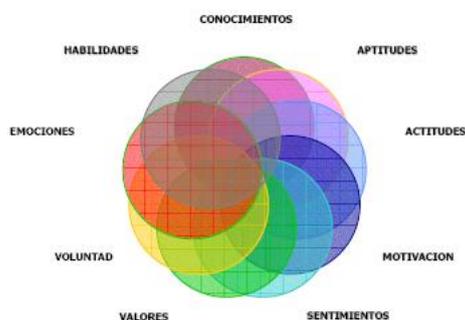
Como resultado del análisis FODA (debilidades relativas al Recurso Humano) se concluye que la Gerencia de Oleoducto tiene una gran oportunidad de mejorar su nivel de competencias, parte esencial de la estrategia en la perspectiva de Aprendizaje y Crecimiento; por tal razón a continuación se define este importante parámetro:

**Competencia:** *“Conjunto de conocimientos teóricos, habilidades, destrezas y actitudes que son implicados por el trabajador en el desempeño de su ocupación o cargo en correspondencia con el principio de idoneidad demostrada y los requerimientos técnicos, productivos y de servicio, así como los de calidad, que se le exigen para el adecuado desenvolvimiento de sus funciones”.*

*En las competencias se integran los cuatro pilares, saberes, aprendizajes o principios de la educación para el siglo XXI, recomendados por la UNESCO. Ellos son:*

-  ***El saber aprender o conocer:*** *Conjunto de conocimientos que intervienen en la realización de tareas.*
  
-  ***El saber hacer o emprender:*** *Conjunto de habilidades y destrezas que se ponen en acción para realizar la tarea. Capacidad para poner en práctica el conjunto de comportamientos adecuados, en función de las demandas específicas de la situación*
  
-  ***El saber estar o convivir:*** *Capacidad de integrarse en un grupo, aceptando y cumpliendo sus normas.*

✚ **El querer hacer o ser:** mostrar el interés, y la motivación precisa para poner en juego el saber conocer, emprender y convivir.<sup>68</sup>



Si bien las Competencias de un trabajador esta conformada por los conocimientos, aptitudes, actitudes, motivación, sentimientos, valores, voluntad, emociones, habilidades, etc., conforme se representa en la Figura No. 53<sup>69</sup>; por efectos de simplicidad se define un Indicador de Competencia para cada trabajador de la Gerencia de Oleoducto, el mismo que se calcula con la siguiente fórmula:

**Figura No. 53 Componentes de las Competencias**

	Índice de Educación Formal	* 35 %
+	Índice de Capacitación	* 30 %
+	Índice de Experiencia	* 25 %
+	Índice de Habilidades	* 10 %
=	ÍNDICE DE COMPETENCIAS	(100 %)

En donde:

$$\text{Índice de Educación Formal} = \left( \frac{\text{Educación formal real}}{\text{Educación formal requerida}} \right)$$

Los parámetros de Educación Formal, Capacitación, Experiencia y Habilidades son previamente definidas por el Área de Recursos Humanos y de la Unidad Administrativa de la Gerencia de Oleoducto, basado en normativa de personal y manual de funciones vigentes.

<sup>68</sup> Julia Guach Castillo, Gestión Basada en competencias en organizaciones laborales, Cuba.

<sup>69</sup> Ibidem.

Con fórmulas similares se calculan los Índices de Capacitación, Experiencia y Habilidades para cada trabajador; **el valor del Índice de Competencia (IC) de la Gerencia de Oleoducto es el Promedio de los IC de todos los trabajadores.**

El valor del Índice de Competencias para la Gerencia de Oleoducto fue evaluado en abril de 2005 dando como promedio el valor de 57.14 %

La presente información para evaluar el Índice de Competencias se tomó de los siguientes documentos del Sistema de Gestión de Calidad inconcluso que se gestionó la implantación en los años 2004 y 2005:

PGI-04 Procedimiento de Capacitación, y  
DGC-03 Indicadores de Gestión.

A continuación se describen los Indicadores de Gestión Típicos de la perspectiva de Aprendizaje y Crecimiento.

1. Gasto en I+D (\$),
2. Gasto en I+D/total de gastos (%),
3. Gasto desarrollo de TI/gastos de TI (%),
4. Horas, I+D (%),
5. Recursos de I+D/total de recursos (%),
6. Inversión en formación/clientes (%),
7. Inversiones en investigación (\$),
8. Inversiones en apoyo a nuevos productos y formación (\$),
9. Inversiones en desarrollo de nuevos mercados (\$),
10. Comunicaciones directas a clientes/año (cifra),
11. Patentes pendientes (cifra),
12. Edad media de las patentes de la empresa (cifra),
13. Mejoras sugeridas/empleado (cifra),
14. Gasto en desarrollo de competencias/empleado (\$),
15. Índice de empleados satisfechos,
16. Gastos de comercialización/cliente (\$),

17. Opinión del empleado (índice de autorización) (cifra),
18. Proporción de empleados menores de X años (%),
19. Gastos no relacionados con el producto/cliente/año (\$),
20. Relación de nuevos productos (con menos de X años de antigüedad),  
con respecto al catálogo completo de la empresa (%),

## **Recursos humanos**

1. Índice de liderazgo (cifra)
2. Índice de motivación (cifra)
3. Número de empleados (cifra)
4. Rotación de empleados (%)
5. Media de años de servicio en la empresa de los empleados (cifra)
6. Edad media de los empleados (cifra)
7. Tiempo de formación (días/año) (cifra)
8. Empleados temporales / empleados permanentes (%)
9. Proporción de empleados con titulación universitaria (%)
10. Absentismo medio (cifra)
11. Número de mujeres con cargo directivo (cifra)
12. Número de solicitudes de empleo en la empresa (cifra)
13. Índice de autorización (cifra), número de jefes (cifra)
14. Proporción de empleados menores de 40 años (%)
15. Coste anual de formación per capita (\$)
16. Empleados a tiempo completo o fijos que pasan menos del 50% de las  
horas de trabajo en alguna instalación de la empresa (cifra)
17. Porcentaje de empleados fijos a tiempo completo (%)
18. Coste anual de formación, comunicación y programas de apoyo per capita  
(\$)
19. Número de empleados temporales a tiempo completo (cifra)
20. Número de empleados a tiempo parcial o contratistas a tiempo incompleto  
(cifra)

### **3.3 CONSTRUCCIÓN DEL CUADRO DE MANDO INTEGRAL DE LA GERENCIA DE OLEODUCTO**

Si bien la Gerencia de Oleoducto es una empresa pública, y por esta condición se podría cambiar el orden de prioridad y gestión de las cuatro perspectivas en donde correspondería la cima para la satisfacción de los Clientes; no es el caso de PETROECUADOR por cuanto a pesar de ser empresa pública, la misión general es **crear valor para el estado, a TRAVÉS DE LA ENTREGA DE MAYORES RECURSOS ECONÓMICOS PARA EL PRESUPUESTO GENERAL DEL ESTADO DE MANERA PERMANENTE.**

Por esa razón se gestiona a la Gerencia de Oleoducto como una empresa productiva del sector privado, enmarcada en la legislación aplicable vigente.

#### **3.3.1 PERSPECTIVA FINANCIERA**

La Estrategia para la perspectiva Financiera de la Gerencia de Oleoducto, determinada en el capítulo 2 del presente trabajo es la siguiente:

*“Para incrementar el valor generado para PETROECUADOR y el Estado Ecuatoriano, se implementará una combinación de las estrategias de crecimiento y productividad, crecimiento mediante la conservación de los actuales clientes y la captación de nuevos segmentos del mercado, adecuando la infraestructura para transportar por bacheo mezclas de crudos más pesados y con ello reducir la capacidad ociosa del SOTE, contrarrestando la declinación de la producción y minimizando los costos unitarios, por lo tanto incrementando la productividad de la Gerencia de Oleoducto.”*

Considerando esta estrategia, el diagnóstico y más lineamientos, se determinan los siguientes Objetivos Estratégicos:

### 3.3.1.1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

- Objetivo No. 1** Incrementar el valor del SOTE para PETROECUADOR y el Estado Ecuatoriano.
- Objetivo No. 2** Incrementar ventas clientes actuales.
- Objetivo No. 3** Diversificar servicios, clientes y mercados.
- Objetivo No. 4** Mejorar la utilización de los activos.
- Objetivo No. 5** Reducir costos.

Los Indicadores de Gestión, Metas e Iniciativas Estratégicas se describen en los formatos correspondientes en la sección 3.3.5 de este capítulo.

En el Anexo No. 4 se adjuntan las memorias de los cálculos para los indicadores de Gestión y el establecimiento de Metas.

### 3.3.2 PERSPECTIVA DE LOS CLIENTES

La propuesta de valor para el cliente o Estrategia en la Perspectiva de Cliente, que se recomendó en el capítulo 2 del presente trabajo es la siguiente:

*“Entregar un servicio de transporte de petróleo único en el país, oportuno, funcional respecto a la recepción y entrega según la programación tanto en volumen como en calidad, con operación mediante bacheo y tarifa de transporte razonable o conveniente para el cliente”*

Considerando esta estrategia, el diagnóstico y más lineamientos, se determinan los siguientes Objetivos Estratégicos:

### **3.3.2.1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS**

**Objetivo No. 6** Incrementar la Disponibilidad del servicio de transporte de crudo por el SOTE

**Objetivo No. 7** Cumplir los requerimientos de las refinerías en relación a calidad y cantidad de crudo entregado como materia prima, en los plazos establecidos.

Los Indicadores de Gestión, Metas e Iniciativas Estratégicas se describen en los formatos correspondientes en la sección 3.3.5 de este capítulo.

En el Anexo No. 4 se adjuntan las memorias de los cálculos para los indicadores de Gestión y el establecimiento de Metas.

### **3.3.3 PERSPECTIVA DE PROCESOS INTERNOS**

En esta perspectiva se han considerado los procesos internos, parte de la Cadena de Valor de la Gerencia de oleoducto, en los que tenemos que ser excelentes para cumplir con el Cliente y los Accionistas.

Considerando esta estrategia, el diagnóstico y más lineamientos, se determinan los siguientes Objetivos Estratégicos:

### 3.3.3.1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

- Objetivo No. 8** Mejorar eficacia de las contrataciones de obras, bienes y servicios.
- Objetivo No. 9** Operar el SOTE mediante bacheo, con tres tipos de crudo, para REE, RLL y Exportación, en los plazos programados.
- Objetivo No. 10** Incrementar ejecución de Proyectos de Inversión.
- Objetivo No. 11** Automatizar los procesos operativos del SOTE, instalación sistemas SCADA y LDS<sup>70</sup> (Detección de Fugas) y válvulas de bloqueo.
- Objetivo No. 12** Certificar el SGA del todo el SOTE conforme la norma ISO 14001:2004.

Los Indicadores de Gestión, Metas e Iniciativas Estratégicas se describen en los formatos correspondientes en la sección 3.3.5 de este capítulo.

En el Anexo No. 4 se adjuntan las memorias de los cálculos para los indicadores de Gestión y el establecimiento de Metas.

### 3.3.4 PERSPECTIVA DE APRENDIZAJE Y CRECIMIENTO

En la presente perspectiva del CMI se han considerado los objetivos estratégicos más prioritarios para el cumplimiento de la Visión y Misión empresarial, tomando en cuenta el Recurso Humano, la Cultura Organizacional y los Sistemas Informáticos o TI<sup>71</sup>.

---

<sup>70</sup> **LDS:** Leak detection System (Sistema de detección de fugas)

<sup>71</sup> **TI:** Tecnología de la Información

Considerando esta estrategia, el diagnóstico y más lineamientos, se determinan los siguientes Objetivos Estratégicos:

#### **3.3.4.1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS**

**Objetivo No. 13** Desarrollar las Competencias del Recurso Humano de la Gerencia de Oleoducto, tanto de nómina como intermediados.

**Objetivo No. 14** Certificar el SGC<sup>72</sup> conforme la norma ISO 9001:2000.

**Objetivo No. 15** Optimizar el funcionamiento y utilización de los sistemas informáticos implementados recientemente en el SOTE: MAXIMO<sup>®</sup> y EPM<sup>73</sup> MS Project<sup>®</sup> WEB ACCES.

Los Indicadores de Gestión, Metas e Iniciativas Estratégicas se describen en los formatos correspondientes en la sección 3.3.5 de este capítulo.

En el Anexo No. 4 se adjuntan las memorias de los cálculos para los indicadores de Gestión y el establecimiento de Metas.

---

<sup>72</sup> **SGC:** Sistema de Gestión de la Calidad

<sup>73</sup> **EPM:** Enterprise Project manager

### 3.3.5 INDICADORES, METAS E INICIATIVAS

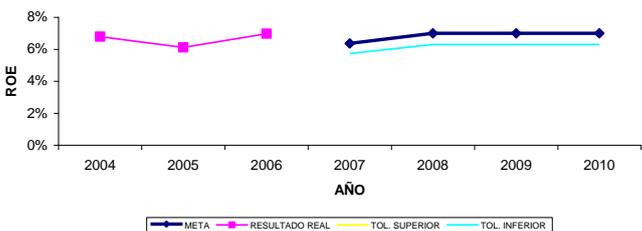
En la Tabla No. 31 se presentan los Indicadores de Gestión seleccionados para el CMI de la Gerencia de Oleoducto, organizados por perspectivas.

<b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		
<b>No.</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>PERSPECTIVA</b>
I1	ROE	Financiera
I2	Transporte crudo de Terceros	Financiera
I3	Calidad mínima de crudo a transportar	Financiera
I4	Actividades Diversificación del Servicio	Financiera
I5	Ocupación del SOTE (%)	Financiera
I6	Ocupación del SOTE (BPD)	Financiera
I7	Costo sin depreciaciones por barril transportado	Financiera
I8	Disponibilidad del SOTE	Clientes
I9	Calidad del crudo entregado a REE	Clientes
I10	Calidad del crudo entregado a RLL	Clientes
I11	Eficacia en las contrataciones	Procesos
I12	Bacheo en el SOTE	Procesos
I13	Ejecución proyectos de inversión	Procesos
I14	Ejecución automatización del SOTE	Procesos
I15	Implementar SGA conforme ISO 14001:2004	Procesos
I16	Índice de Competencias	A & C
I17	Implementar SGC conforme ISO 9001:2000	A & C
I18	Funcionamiento de MAXIMO y MS PROJECT	A & C

Elaboró: El Autor

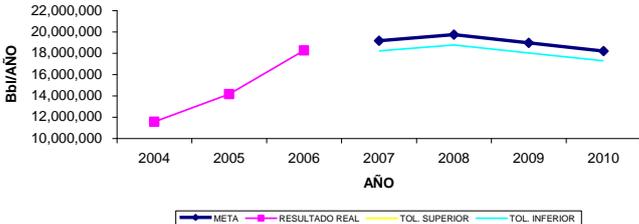
**Tabla No. 31 Listado de Indicadores de Gestión**

A continuación se presentan los formatos en los que se describen los Objetivos Estratégicos, sus Indicadores de Gestión, Metas, Evaluación, Iniciativas y más información relevante relativa a la Estrategia y el CMI.

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b>  <b>I 1</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 01</b>			
<b>NOMBRE:</b>	<b>MAXIMIZAR VALOR PARA PETROECUADOR Y EL ESTADO</b>	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>FINANCIERA</b>
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Maximizar el Valor Generado por el SOTE para PETROECUADOR y el Estado Ecuatoriano, generando más ingresos y mejorando la productividad por reducción de costos y mayor utilización de la infraestructura.			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	ROE	<b>TIPO:</b>	Resultado
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Medición de la rentabilidad total o rentabilidad para los accionistas			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Annual
$ROE = \frac{\text{Beneficio Neto}}{\text{Patrimonio}}$		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	%
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
Se proponen metas de rentabilidad, retadoras, que requieren que se incrementen los ingresos, se disminuyan los gastos; es decir, se aplique eficazmente la estrategia planteada.			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	Responsables de definir Metas:  Staff (Gerente, Superintendentes y Jefes de Unidad)
2004		6.78%	
2005		6.11%	
2006		6.97%	Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:  Jefe Unidad Financiera
2007	6.37%		
2008	7.00%		
2009	7.00%		Responsable de seguimiento y reporte:  Jefe Área Contabilidad
2010	7.00%		
<b>GRÁFICO</b>		<b>INTERPRETACIÓN / RECOMENDACIÓN</b>	
		El valor elevado del patrimonio de la Gerencia de Oleoducto, el alto valor de Depreciaciones y Amortizaciones hace que el ROE sea bajo, a pesar que los beneficios netos son aceptables.  Al ser un negocio que ha pasado las etapas de crecimiento y apogeo en el ciclo de vida, se recomienda desinvertir y disminuir los inventarios ociosos (O5).  Se requiere un plan para la desinversión, responsabilidad de la Unidad Financiera (O5)	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Incrementar ventas clientes actuales (Objetivo Estratégico No. O2)			
2.- Diversificar el servicios, clientes y mercados (Objetivo Estratégico No. O3)			
3.- Mejorar la utilización de los activos (Objetivo Estratégico No. O4)			
4.- Reducir los costos operativos (Objetivo Estratégico No. O5)			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Estados Financieros proporcionados por la Unidad Financiera, Reportes Operativos proporcionados por Superintendencias de Operaciones y Balao.			

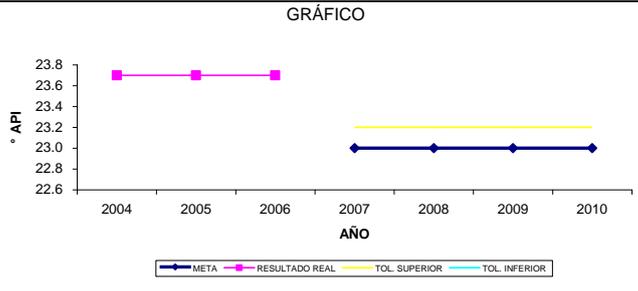
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 32 Formato Indicador de Gestión No. 1**

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 2</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 02</b>			
<b>NOMBRE:</b>	INCREMENTAR VENTAS CLIENTES ACTUALES	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>FINANCIERA</b>
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Incrementar las ventas (tarifa por servicio de transporte) de crudo de compañías privadas, se requiere dar apertura para que se transporte más volumen de crudos pesados.			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	VOLUMEN TRANSPORTADO DE TERCEROS	<b>TIPO:</b>	Resultado
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Volumen de crudo de propiedad de las compañías privadas transportado por el SOTE.			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Annual
I2 = Volumen Anual de crudo de Cías transportado por el SOTE (Bls.)		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	Bls
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
Se contemplan los siguientes volúmenes anuales de transporte de crudo de terceros por el SOTE, considerando que las compañías privadas si tienen algún potencial de elevar su producción, caso City Oriente (Bloque 27), Petrooriental (Bloques 14 y 17), etc.			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	Responsables de definir Metas:
2004		11,561,792	
2005		14,150,696	
2006		18,262,633	Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:
2007	18,216,976		
2008	18,763,485		
2009	18,012,946		Responsable de seguimiento y reporte:
2010	17,292,428		
<b>GRÁFICO</b> 			<b>INTERPRETACIÓN</b> No se puede dejar de lado que una vez alcanzado el pico de producción máxima (2008, después de la apertura a crudos más pesados), se tiene una declinación natural de la producción estimada en 4% anual.
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Levantar restricciones para las calidades del crudo transportado por el SOTE establecidas en el Acuerdo Ministerial 094 de 22 de septiembre de 2003, con lo cual se podría incrementar el transporte de crudos pesados de compañías privadas restringidos en la actualidad.			
2.- Hacer convenios con las cías dueñas de capacidad reservada subutilizada de transporte en OCP para conseguir baja tarifa; enviar al OCP los crudos pesados de apx. 15 °API que se transportan por el SOTE y a cambio transportar más crudo del Bloque 15 de apx 20°API por el SOTE.			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Reportes Operativos proporcionados por Superintendencias de Operaciones y Balao			

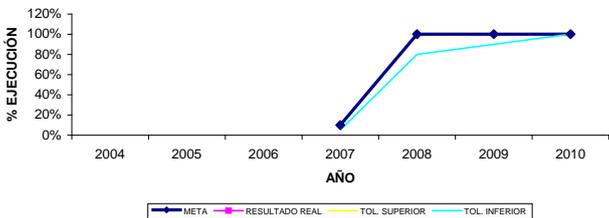
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 33 Formato Indicador de Gestión No. 2**

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 3</b>	
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007	
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 03</b>				
<b>NOMBRE:</b>	DIVERSIFICAR SERVICIOS, CLIENTES Y MERCADOS	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>FINANCIERA</b>	
<b>DESCRIPCIÓN:</b>				
Con este Objetivo se pretende adaptar el SOTE para transportar crudos más pesados y poder prestar el servicio a las compañías privadas que tienen potencial de incrementar su producción. En el largo plazo también se debe potenciar al SOTE para transportar crudos de nuevos campos como ITT, Pañacocha, entre otros.				
<b>INDICADOR</b>				
<b>NOMBRE:</b>	CALIDAD MÍNIMA DE CRUDO A TRANSPORTAR	<b>TIPO:</b>	Resultado	
<b>DESCRIPCIÓN:</b>				
Calidad de la mezcla mínima expresada en °API que se puede transportar por el SOTE				
<b>EVALUACIÓN</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Semestral	
Si se cumple la meta se tiene un cumplimiento del 100%; caso contrario el cumplimiento es 0%		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	%	
<b>METAS</b>				
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>				
Por cuanto no existe seguridad en que los campos grandes todavía no explotados como ITT o Pañacocha, se desarrollen y su producción se transporte por el SOTE, se debe planificar únicamente hacer pequeñas inversiones como son cambio de intercambiadores de calor en estaciones de bombeo, inspección interna de la tubería y las reparaciones recomendadas.				
Para hacer modificaciones mayores en el SOTE se requiere conseguir grandes financiamientos, lo cual se deberá hacer suscribiendo fideicomisos y acuerdos de transporte en firme (tipo ship or pay) con los productores de esos grandes campos nuevos, una vez que su producción en el mediano plazo sea un hecho.				
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	<b>Responsables de definir Metas:</b>	Staff
2004		23.7 °API		
2005		23.7 °API		
2006		23.7 °API	<b>Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:</b>	Superintendente de Operaciones
2007	23.0 °API			
2008	23.0 °API			
2009	23.0 °API		<b>Responsable de seguimiento y reporte:</b>	Jefe de Control de Gestión
2010	23.0 °API			
<b>GRÁFICO</b>			<b>INTERPRETACIÓN</b>	
			Si no se suscriben Fideicomisos y convenios Ship or Pay no conviene modificar el SOTE para transportar mezclas de crudos más pesados que 23 °API por las cuantiosas inversiones que se requieren.	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>				
1.- Levantar restricciones para las calidades del crudo transportado por el SOTE establecidas en el Acuerdo Ministerial 094 de 22 de septiembre de 2003, con lo cual, legalmente se podría transportar por el SOTE crudos más pesados.				
2.- Efectuar estudio de ingeniería para modificar el SOTE de tal manera que pueda transportar crudos más pesados; considerar varios escenarios especialmente los dos siguientes: la potencial producción de ITT (crudo de 14.5 °API).				
3.- Modificar el SOTE actual sin mayores inversiones mientras no se tenga un pronóstico adecuado de la producción de crudo en el país. Se estima una inversión de \$ 100,000 por año incluido los estudios indicados en el punto anterior (quinquenio 2008-2012).				
<b>Fuentes de la Información</b>				
Reportes Operativos proporcionados por Superintendencias de Operaciones y Balao				

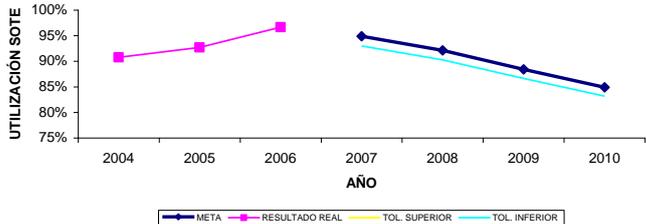
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 34 Formato Indicador de Gestión No. 3**

 <b>PETROEcuador</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b>  <b>I 4</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 03</b>			
<b>NOMBRE:</b>	DIVERSIFICAR SERVICIOS, CLIENTES Y MERCADOS	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>FINANCIERA</b>
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Con este Objetivo se pretende adaptar el SOTE para transportar crudos más pesados y poder prestar el servicio a las compañías privadas que tienen potencial de incrementar su producción. En el largo plazo también se debe potenciar al SOTE para transportar crudos de nuevos campos como ITT, Pañacocha, entre otros.			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	EJECUCIÓN DE PROYECTOS ESPECÍFICOS	<b>TIPO:</b>	Inductor
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Desarrollar actividades programadas para garantizar que se puedan transportar mezclas de crudos de menos de 23.7 por el SOTE			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Semestral
$I3 = \% \text{ Cumplimiento de actividades programadas}$		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	%
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
Considerando las calidades del crudo que se produce en el país actualmente y en el futuro, se debe potenciar el SOTE para transportar crudos más pesados, para ello se debe efectuar principalmente las actividades siguientes: <ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Automatización del SOTE, sistema SCADA, LDS, válvulas de bloqueo, cuarto de control, etc, con una inversión estimada de \$ 7, 6, y 2 millones en los años 2008, 2009 y 2010, respectivamente, conforme a plan vigente,</li> <li>2.- Inspección Interna de la tubería (PIG Inteligente),</li> <li>3.- Reparaciones recomendadas en el Informe de la Inspección Interna. Estos dos puntos (2 y 3) forman parte de la Integridad de la Tubería, y se estima una inversión de \$3 millones en el 2008 y \$2 millones anuales entre 2009 y 2011, conforme a plan vigente,</li> <li>4.- Efectuar los estudios para transportar crudos más pesados; inversión estimada de los puntos 4 y 5 consta en el Indicador No. 3, (\$ 100,000 anuales para el quinquenio 2008-2012),</li> <li>5.- Adecuaciones primarias en las estaciones de bombeo (esp. intercambiadores de calor y enfriadores de motores),</li> <li>6.- Efectuar las pruebas correspondientes y actualizar el Manual de Operaciones</li> </ol>			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	
2004		-	Responsables de definir Metas:
2005		-	
2006		-	
2007	10.00%		Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:
2008	100.00%		
2009			
2010			Responsable de seguimiento y reporte:
			Staff
			Gerente
			Jefe Control de Gestión
<b>GRÁFICO</b>		<b>INTERPRETACIÓN</b>	
		La ejecución de los proyectos de inversión específicos debe mejorar hasta alcanzar un 100%, por ello se disminuye la tolerancia inferior hasta llegar a ser 0%	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Hacer seguimiento de las actividades programadas (ver Descripción y Justificación) en la Herramienta EPM (MS Project)			
2.- Incluir en el presupuesto de Petroecuador Gerencia de Oleoducto, el costo estimados de los proyectos o actividades programadas.			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Reportes de la Unidad de Contratos, Financiera y Operativa de avance de obras o ejecución física.			

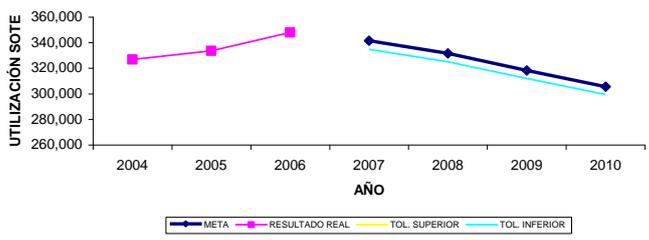
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 35 Formato Indicador de Gestión No. 4**

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 5</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 04</b>			
<b>NOMBRE:</b>	MEJORAR UTILIZACIÓN DE LOS ACTIVOS	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>FINANCIERA</b>
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Mejorar la utilización de los activos, es decir minimizar capacidad de transporte instalada ociosa, se requiere dar apertura para que se transporte más volumen de crudos pesados, por cuanto la producción de ese tipo de crudo está incrementando en el país.			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	OCUPACIÓN DEL SOTE	<b>TIPO:</b>	Resultado
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Volumen de crudo de propiedad de las compañías privadas transportado por el SOTE.			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Mensual
$I5 = \left( \frac{\text{Volumen promedio diario de crudo transportado por el SOTE}}{360.000} * 100 \right) (\%)$		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	%
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
Mejorar la utilización de los activos, es decir minimizar capacidad de transporte instalada ociosa, se requiere dar apertura para que se transporte más volumen de crudos pesados, por cuanto la producción de ese tipo de crudo está incrementando en el país y hay compañías como City Oriente (Bloque 27), Petrooriental (Bloques 14 y 17), etc. que tienen producción represada.			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	Responsables de definir Metas:
2004		90.77%	
2005		92.68%	
2006		96.66%	Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:
2007	94.88%		
2008	92.10%		
2009	88.42%		Responsable de seguimiento y reporte:
2010	84.88%		
<b>GRÁFICO</b>			<b>INTERPRETACIÓN</b>
			No se puede dejar de lado que una vez alcanzado el pico de producción máxima después de la apertura a crudo más pesados, se tiene una declinación natural de la producción estimada en 4% anual.
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Levantar restricciones para las calidades del crudo transportado por el SOTE, establecidas en el Acuerdo Ministerial 094 de 22 de septiembre de 2003, con lo cual se podrán transportar por el SOTE, mezclas de crudo más pesadas y ocupar óptimamente la infraestructura.			
2.- Hacer convenios con las cías dueñas de capacidad reservada subutilizada de transporte en OCP para conseguir baja tarifa y enviar al OCP los crudos pesados de apx. 15 °API que se transportan por el SOTE y a cambio meter más crudo del Bloque 15 de apx 20°API al SOTE.			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Reportes Operativos proporcionados por Superintendencias de Operaciones y Balao			

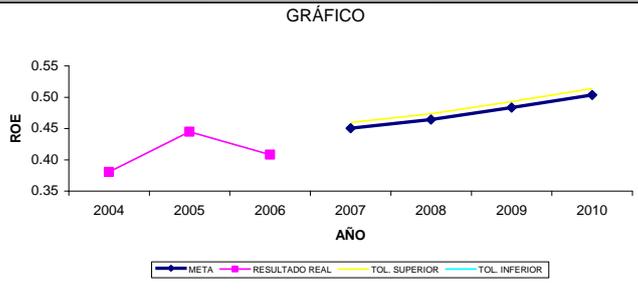
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 36 Formato Indicador de Gestión No. 5**

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b>  <b>I 6</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 04</b>			
<b>NOMBRE:</b>	MEJORAR UTILIZACIÓN DE LOS ACTIVOS	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>FINANCIERA</b>
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Mejorar la utilización de los activos, es decir minimizar capacidad de transporte instalada ociosa, se requiere dar apertura para que se transporte más volumen de crudos pesados, por cuanto la producción de ese tipo de crudo está incrementando en el país y hay compañías como City Oriente (Bloque 27), Petrooriental (Bloques 14 y 17), etc. que tienen producción represada.			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	PROMEDIO DIARIO DE CRUDO TRANSPORTADO	<b>TIPO:</b>	Tendencia
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Volumen promedio diario transportado por el SOTE expresado en BPD			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Mensual
I6 = Volumen promedio diario de crudo transportado por el SOTE		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	BPD
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
Se contempla la posibilidad de cambiar las dietas a las refinерías, adecuar el SOTE y posibilitar recibir más crudo pesado que se está represando de algunas compañías privadas.			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	Responsables de definir Metas:
2004		326,784	
2005		333,640	
2006		347,989	Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:
2007	341,552		
2008	331,568		
2009	318,305		Responsable de seguimiento y reporte:
2010	305,573		
<b>GRÁFICO</b>			
		<b>INTERPRETACIÓN</b>	
		No se puede dejar de lado que una vez alcanzado el pico de producción máxima después de la apertura a crudo más pesados, se tiene una declinación natural de la producción estimada en 4% anual.	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Levantar restricciones para las calidades del crudo transportado por el SOTE, establecidas en el Acuerdo Ministerial 094 de 22 de septiembre de 2003, con lo cual se podrán transportar por el SOTE, mezclas de crudo más pesadas y ocupar óptimamente la infraestructura.			
2.- Hacer convenios con las cías dueñas de capacidad reservada subutilizada de transporte en OCP para conseguir baja tarifa y enviar al OCP los crudos pesados de apx. 15 °API que se transportan por el SOTE y a cambio meter más crudo del Bloque 15 de apx 20°API al SOTE.			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Reportes Operativos proporcionados por Superintendencias de Operaciones y Balao			

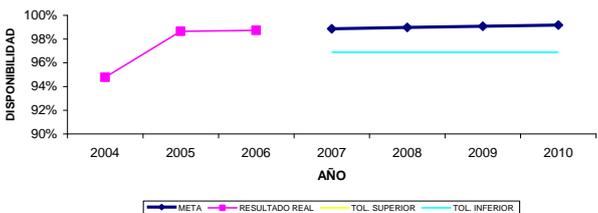
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 37 Formato Indicador de Gestión No. 6**

	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 7</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 05</b>			
<b>NOMBRE:</b>	REDUCIR COSTOS OPERATIVOS	<b>PERSPECTIVA:</b>	FINANCIERA
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Reducción de costos de transporte del crudo por el SOTE, para Incrementar el Valor para PETROECUADOR y el Estado Ecuatoriano.			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	COSTO SIN DEPRECIACIONES POR BARRIL TRANSP.	<b>TIPO:</b>	Resultado
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Razón entre el costo operativo total del SOTE, excepto las depreciaciones para el volumen de crudo transportado.			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Anual
$I7 = \left( \frac{\text{Costo operativo total menos Depreciaciones}}{\text{Volumen de crudo transportado por el SOTE}} \right)$		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	\$/Bbl
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
Se proponen metas de costos por barril retadoras, en las que para su cumplimiento se debe implementar efectivas medidas de austeridad en el gasto de la Gerencia de Oleoducto.			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	
2004		0.380	Responsables de definir Metas:
2005		0.445	
2006		0.408	
2007	0.450		Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:
2008	0.464		Jefe Unidad Financiera
2009	0.483		Responsable de seguimiento y reporte:
2010	0.504		
<b>GRÁFICO</b>		<b>INTERPRETACIÓN / RECOMENDACIÓN</b>	
		El costo por barril transportado crecerá en los próximos años principalmente por cuanto la estructura de costos del SOTE es con más del 80% costos fijos, sin embargo se debe frenar el gasto corriente, implementado las iniciativas estratégicas.	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Se requiere que no se incremente el costo total; si por inflación u otras razones suben algunas cuentas, otras deben bajar si se transporta menos crudo en los siguientes años.			
2.- Controlar la ejecución de las cuentas 28, 29, 40, 41 y 42 del Presupuesto (materiales, suministros y servicios para operación y mantenimiento de			
3.- Controlar la ejecución del Contrato con el Cuerpo de Ingenieros del Ejército, <b>NO MÁS O/T POR PERSONAL O EQUIPOS OPCIONALES</b> iii			
4.- Implementar política de austeridad, no más desperdicios, no más remodelaciones de oficina, es hora de desinvertir.			
5.- Efectuar estudio de desinversión en la empresa, considerar principalmente activos improductivos; para disminuir el gasto anual de depreciación.			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Estados Financieros proporcionados por la Unidad Financiera, Reportes Operativos proporcionados por Superintendencias de Operaciones y Balao.			

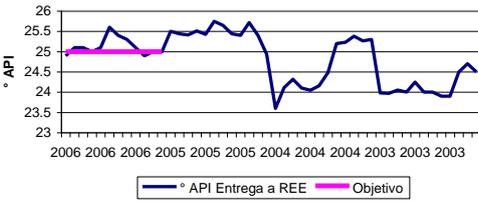
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 38 Formato Indicador de Gestión No. 7**

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 8</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. O6</b>			
<b>NOMBRE:</b>	INCREMENTAR DISPONIBILIDAD DEL SOTE	<b>PERSPECTIVA:</b>	CLIENTES
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Dentro de la Perspectiva del Cliente se propone incrementar la Disponibilidad del SOTE, que representa el % del Tiempo en el cual el SOTE está disponible para transportar crudo, independiente de la existencia de petróleo para el transporte			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	DISPONIBILIDAD DEL SOTE	<b>TIPO:</b>	Resultado
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Razón entre las horas disponibles del SOTE dividido para las horas totales del período; Horas disponibles es igual a las horas del período menos las horas de parada del Sote por razones atribuibles a la Gerencia de Oleoducto; es decir no se contabilizan las horas de parada por falta de crudo en Lago Agrio para transportar, atribuible a las empresas productoras, y tampoco se contabilizan las horas de parada del SOTE por alto stock en el Terminal Marítimo de Balao por falta de embarque del crudo atribuible a la Gerencia de Comercio Internacional.			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Annual
$I8 = \left( \frac{\text{Horas del período} - \text{Horas de parada}}{\text{Horas del período}} * 100 \right) (\%)$		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	%
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
Se propone como meta que a partir del año 2007 se disminuya las paradas en un 10% anual, empezando con una base de 100 horas de parada por año en el 2007			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	
2004		94.765%	Responsables de definir Metas:
2005		98.643%	
2006		98.735%	
2007	98.858%		Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:
2008	98.973%		
2009	99.075%		Responsable de seguimiento y reporte:
2010	99.168%		
<b>GRÁFICO</b>			
		<b>INTERPRETACIÓN</b>	
		En el año 2004 se tuvo una parada de oleoducto de aproximadamente 13 días por una rotura severa de la tubería del SOTE, por lo cual en ese año la disponibilidad del medio de transporte fue baja (94.8%), pero a partir del 2005 la disponibilidad se ha incrementado y la meta es disminuir las paradas en un 10% anual, lo cual repercute directamente en la disponibilidad del sistema.	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Instalar Sistema Contra Incendios en el SOTE conforme recomendación de Ingeniería de Detalle existente; costo estimado \$ 12 millones, a ejecutarse en los años 2008 y 2009.			
2.- Renovar equipos e infraestructura en general que han cumplido vida útil (por obsolescencia); con una inversión estimada de \$ 13 millones en el 2008 y \$ 5 millones anuales a partir del 2009 hasta el 2012.			
3.- Efectuar el Plan de Mantenimiento preventivo de la infraestructura del SOTE y cumplirlo.			
4.- Efectuar inspección interna de la tubería y ejecutar las reparaciones recomendadas del informe de inspección. (Monto de inversión en I4)			
5.- Proveerse de materiales, suministros y repuestos según el plan de mantenimiento preventivo.			
6.- Empezar los trámites de contrataciones de bienes, obras y servicios con las debida anticipación, para el caso de servicios cuyo monto de adjudicación es el Consejo de Administración de PETROECUADOR o el Presidente Ejecutivo, los trámites se deben empezar al menos con nueve meses de anticipación.			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Reportes Operativos proporcionados por Superintendencias de Operaciones y Balao, Plan Anual de Mantenimiento preventivo y su reporte de cumplimiento proporcionado por las tres Superintendencias, la Unidad de telecomunicaciones y Sistemas			

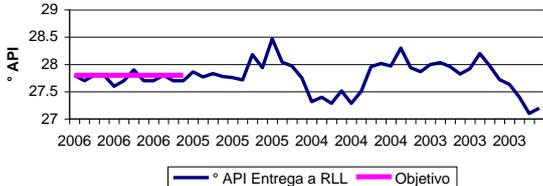
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 39 Formato Indicador de Gestión No. 8**

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 9</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 07</b>			
<b>NOMBRE:</b>	CUMPLIMIR REQUERIMIENTOS DE REFINERÍAS	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>CLIENTES</b>
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Dentro de la Perspectiva del Cliente se propone cumplir con la calidad de crudo y cantidad para REE, con un mínimo de 25°API.			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	CALIDAD DE CRUDO ENTREGADO A REE	<b>TIPO:</b>	Resultado
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Se mide el porcentaje de crudo que cumple las especificaciones requeridas por REE (mayor a 25 °API para el año 2007), cada año, conjuntamente con PETROPRODUCCIÓN, PETROINDUSTRIAL (REE) y Gerencia de Oleoducto se fijará la meta de calidad de crudo para Refinería.			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Annual
$I9 = \left( \frac{\text{Volumen de crudo entregado a REE con } ^\circ\text{API mayor a 25}}{\text{Volumen de crudo total entregado a REE}} \right)$		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	%
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
Se propone cumplir a partir del año 2007 el 90 % anual el volumen dentro de especificaciones requeridas para REE, incrementándose el 2% anual en este cumplimiento			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	<b>Responsables de definir Metas:</b> Staff (Gerente, Superintendentes y Jefes de Unidad)
2004			
2005			
2006		83.000%	<b>Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:</b> Superintendentes de Operaciones y Balao
2007	90.000%		
2008	92.000%		
2009	94.000%		<b>Responsable de seguimiento y reporte:</b> Jefe de Control de Gestión
2010	96.000%		
<b>GRÁFICO</b>		<b>INTERPRETACIÓN</b>	
<b>Calidad Entrega de Crudo a REE</b> 		Cada año se debe especificar la calidad requerida para REE, con la participación de PETROPRODUCCIÓN que produce el crudo, PETROINDUSTRIAL (REE) que opera la Refinería y la Gerencia de Oleoducto que transporta y entrega el crudo a REE.	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Operación del SOTE mediante bacheo.			
2.- Limpiar la corriente de crudo de Auca - Sacha - Shushufindi de los crudos pesados, principalmente del residuo de Refinería Shushufindi.			
3.- Mejorar en la recepción, segregación, operación por bacheo, recepción y almacenamiento en el Terminal Marítimo de Balao.			
4.- Controlar la inyección de crudo liviano de Bermejo (31 °API) en el Km. 51.			
5.- Controlar la inyección de crudo pesado de AGIP + PERENCO (18.5 °API) en el Km. 151.			
6.- Hacer convenios con las cías dueñas de capacidad reservada subutilizada de transporte en OCP para conseguir baja tarifa y enviar al OCP los crudos pesados de apx. 15 °API que se transportan por el SOTE y a cambio meter más crudo del Bloque 15 de apx 20°API al SOTE.			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Reportes Operativos proporcionados por Superintendencias de Operaciones y Balao, y PETROINDUSTRIAL			

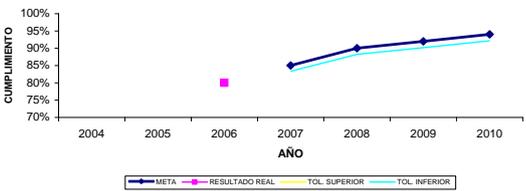
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 40 Formato Indicador de Gestión No. 9**

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 10</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 07</b>			
<b>NOMBRE:</b>	CUMPLIR REQUERIMIENTOS DE REFINERÍAS	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>CLIENTES</b>
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Dentro de la Perspectiva del Cliente se propone cumplir con la calidad de crudo y cantidad para RLL, con un mínimo de 27.8°API.			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	CALIDAD DE CRUDO ENTREGADO A RLL	<b>TIPO:</b>	Resultado
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Se mide el porcentaje de crudo que cumple las especificaciones requeridas por RLL (mayor a 27.8 °API para el año 2007), cada año, conjuntamente con PETROPRODUCCIÓN, PETROINDUSTRIAL (RLL) y Gerencia de Oleoducto se fijará la meta de calidad de crudo para Refinería			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Annual
$I10 = \left( \frac{\text{Volumen de crudo entregado a RLL con calidad superior a } 27.8^{\circ}\text{API}}{\text{Volumen total de crudo entregado a RLL}} \right)$		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	%
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
Se propone cumplir a partir del año 2007 el 90 % anual el volumen dentro de especificaciones requeridas para RLL, incrementándose el 2% anual en este cumplimiento			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	<b>Responsables de definir Metas:</b> Staff (Gerente, Superintendentes y Jefes de Unidad)
2004			
2005			<b>Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:</b> Superintendentes de Operaciones y Balao
2006		88.000%	
2007	90.000%		<b>Responsable de seguimiento y reporte:</b> Jefe de Control de Gestión
2008	92.000%		
2009	94.000%		
2010	96.000%		
<b>GRÁFICO</b>		<b>INTERPRETACIÓN</b>	
<b>Calidad Entrega de Crudo a RLL</b> 		Cada año se debe especificar la calidad requerida para RLL, con la participación de PETROPRODUCCIÓN que produce el crudo, PETROINDUSTRIAL (RLL) que opera la Refinería y la Gerencia de Oleoducto que transporta y entrega el crudo a RLL.	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Operación del SOTE mediante bacheo			
2.- Mantener segregadas las corrientes de crudo Liviano del campo Libertador (Cuyabeno y Sucumbíos)			
3.- Mejorar en la recepción, segregación, operación por bacheo, recepción y almacenamiento en el Terminal Marítimo de Balao			
4.- Controlar la inyección de crudo liviano de Bermejo (31 °API) en el Km. 51.			
5.- Controlar la inyección de crudo pesado de AGIP + PERENCO (18.5 °API) en el Km. 151.			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Reportes Operativos proporcionados por Superintendencias de Operaciones y Balao, y PETROINDUSTRIAL			

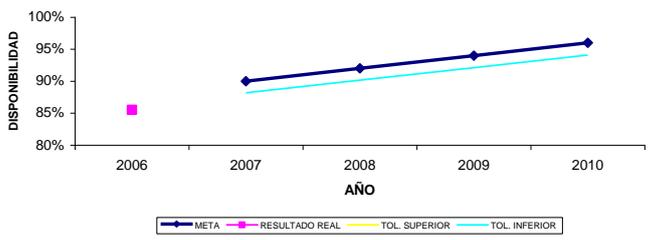
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 41 Formato Indicador de Gestión No. 10**

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 11</b>	
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007	
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 08</b>				
<b>NOMBRE:</b>	MEJORAR EFICACIA EN CONTRATACIONES	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>PROCESOS</b>	
<b>DESCRIPCIÓN:</b>				
Se requiere que la contratación para la provisión de bienes, obras y servicios se efectúe con oportunidad, disminuyendo tiempos en los trámites precontractuales, evitando informes "No Favorables" de la Procuraduría General del Estado (PGE) y la Contraloría General del Estado (CGE) y por otro lado, minimizando la cantidad de Invitaciones a Ofertar declaradas desiertas por fallas en los Términos de Referencia.				
<b>INDICADOR</b>				
<b>NOMBRE:</b>	EFICACIA EN LAS CONTRATACIONES	<b>TIPO:</b>	Resultado	
<b>DESCRIPCIÓN:</b>				
Es el promedio de cumplimiento en la suscripción de contratos mediante invitaciones a ofertar; se establecen tiempos objetivos máximos para cada tipo de contrataciones, dependiendo del Órgano de Adjudicación y del objeto contratado: Contrato de Servicios u Obras que tramita la Comisión de Contrataciones (CC), Contratos para provisión de bienes tramitados por la Comisión de Compras (CA), Requisición al Exterior. No se consideran las compras locales por no ser un punto crítico su gestión.				
<b>FÓRMULA</b>				
$I11 = \text{Promedio } \left( \text{Cumplimiento } (\%) \right)_{\text{CADA CONTRATACIÓN}}$			<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Anual
			<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	%
$\text{Cumplimiento } (\%)_{\text{CADA CONTRATACIÓN}} = \begin{cases} 100\%, & \text{si se contrata en tiempo menor o igual al Tiempo Objetivo} \\ 50\%, & \text{si se contrata en tiempo menor o igual al Tiempo Objetivo} + 30 \text{ días} \\ 0\%, & \text{si se contrata en tiempo mayor a Tiempo Objetivo} + 30 \text{ días} \\ 0\%, & \text{si se declara desierto el concurso} \end{cases}$				
<b>Contratación de Bienes, Obras o Servicios tramitados a través de las CC ó CA.</b>				
Monto Gerente y no requiere informe PGE y CGE		85 días		
Monto Gerente y si requiere informe PGE y CGE		105 días		
Monto Presidente Ejecutivo o CAD		126 días		
<b>Importación de Bienes</b>				
Monto Gerente y no requiere informe PGE y CGE		179 días		
Monto Gerente y si requiere informe PGE y CGE		194 días		
Monto Presidente Ejecutivo o CAD		209 días		
<b>METAS</b>				
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>				
Se propone mejorar en la eficacia y oportunidad de las contrataciones en los valores presentados a continuación, que representa un importante reto a la organización, incluyendo gestión en otras instancias fuera de la Gerencia de Oleoducto.				
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	<b>Responsables de definir Metas:</b>	Staff
2004				
2005			<b>Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:</b>	Jefe de Contratos y de Materiales
2006		80.000%		
2007	85.000%			
2008	90.000%		<b>Responsable de seguimiento y reporte:</b>	Jefe de Control de Gestión
2009	92.000%			
2010	94.000%			
<b>GRÁFICO</b>			<b>INTERPRETACIÓN</b>	
			La Gerencia de Oleoducto ha tenido graves dificultades en su gestión por falta de contratos para la provisión de bienes, obras y servicios; por ejemplo se ha quedado sin servicio de alimentación en las estaciones de bombeo, sin personal tercerizado, reparación de unidades de bombeo tardías que disminuyen la capacidad de bombeo del SOTE, etc. Se plantea mejorar la eficacia de las contrataciones progresivamente.	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>				
1.- Toda contratación de servicios cíclicos o bienes debe ser tramitada al menos con 9 meses de anticipación a la fecha requerida.				
2.- Conformar una comisión de alto desempeño para que revise los Términos de Referencia de todas las contrataciones y se eviten declaratorias de desierto por errores en los mismos.				
3.- Hacer seguimiento de las actividades en la Herramienta Enterprise Project Manager (EPM) (MS Project), y tomar los correctivos a tiempo				
<b>Fuentes de la Información</b>				
Reportes de las Unidades de Contratos y Materiales (Sistema MAXIMO), Reportes de MS Project				

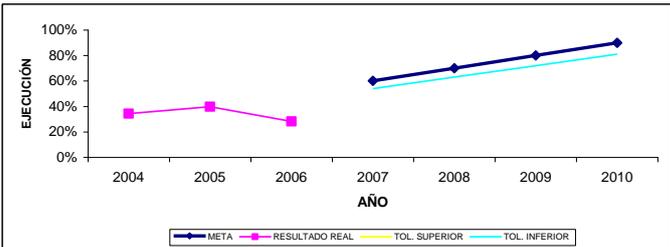
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 42 Formato Indicador de Gestión No. 11**

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 12</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 09</b>			
<b>NOMBRE:</b>	OPERAR EL SOTE POR BACHEO	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>PROCESOS</b>
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Operar el SOTE por bacheo para atender los requerimientos de REE, RLL y Exportación			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	BACHEO EN EL SOTE	<b>TIPO:</b>	Resultado
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Es el promedio de los indicadores de gestión I9 e I10 que evalúan las entregas de crudo dentro de especificaciones a REE y RLL			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Annual
$I12 = \left( \frac{I9 + I10}{2} \right)$		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	%
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
A partir del cumplimiento del 90% en el año 2007, se planifica incrementar el cumplimiento en un 2% anual.			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	Responsables de definir Metas:
2004			
2005			Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:
2006		85.500%	
2007	90.000%		
2008	92.000%		Responsable de seguimiento y reporte:
2009	94.000%		
2010	96.000%		
			Staff
			Superintendente de Operaciones y Balao
			Jefe de Control de Gestión
<b>GRÁFICO</b>		<b>INTERPRETACIÓN</b>	
		La finalidad de este Objetivo es entregar el mejor crudo disponible para REE y RLL por cuanto redundo en mejores rendimientos de las refinarias y puede ahorrarse recursos por disminución de importaciones.	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Efectuar a tiempo el mantenimiento de los tanques de almacenamiento de Lago Agrio y Balao en Esmeraldas			
2.- Entrenar en esta temática a los operadores tanto de Lago Agrio como de Balao, efectuar pasantías o intercambios de sus trabajadores.			
3.- Poner en funcionamiento el Software diseñado para visualizar la posición de los baches a lo largo del SOTE			
4.- Controlar la inyección de crudo liviano de Bermejo (31 °API) en el Km. 51.			
5.- Controlar la inyección de crudo pesado de AGIP + PERENCO (18.5 °API) en el Km. 151.			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Reportes Operativos proporcionados por Superintendencias de Operaciones y Balao.			

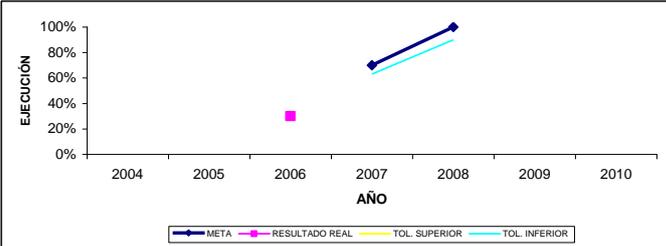
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 43 Formato Indicador de Gestión No. 12**

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 13</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. O10</b>			
<b>NOMBRE:</b>	MEJORAR EFICACIA EN EJECUCIÓN PROYECTOS DE INVERSIÓN	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>PROCESOS</b>
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Durante los años anteriores se han ejecutado los proyectos de inversión en porcentajes menores al 40%, lo cual se propone elevar en los siguientes años.			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	% EJECUCIÓN PROYECTOS DE INVERSIÓN	<b>TIPO:</b>	Resultado
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Es el % de ejecución del presupuesto anual de inversiones			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Annual
$I13 = \left( \frac{\text{Ejecución del presupuesto anual de inversiones}}{\text{Presupuesto anual de inversiones}} * 100 \right) (\%)$		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	%
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
Se propone como meta que a partir del año 2007 con una meta de 60%, se incremente la ejecución un 10% anual.			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	
2004		34.323%	Responsables de definir Metas:
2005		39.825%	
2006		28.206%	
2007	60.000%		Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:
2008	70.000%		Superintendentes y jefes de Unidad
2009	80.000%		Responsable de seguimiento y reporte:
2010	90.000%		Jefe de Control de Gestión
<b>GRÁFICO</b>		<b>INTERPRETACIÓN</b>	
		Se requiere incrementar la eficacia en la ejecución del presupuesto de inversiones, que en años anteriores es realmente deficiente, siempre menor al 40%	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Conformar una comisión de alto desempeño para la <b>formulación de proyectos de inversión y elaboración de términos de referencia y especificaciones para la contratación de obras, bienes y servicios que los proyectos demandan.</b>			
2.- Entregar máximo al 31 de diciembre del año anterior los Términos de Referencia y especificaciones de la contrataciones.			
3.- Hacer seguimiento de las actividades en la Herramienta Enterprise Project Manager (EPM) (MS Project), y tomar los correctivos a tiempo.			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Reportes Operativos proporcionados por Superintendencias y Unidad Financiera			

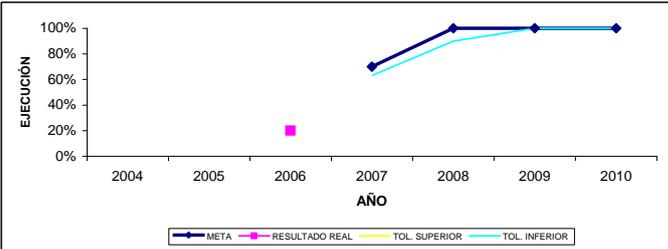
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 44 Formato Indicador de Gestión No. 13**

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 14</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. O11</b>			
<b>NOMBRE:</b>	AUTOMATIZAR DEL SOTE, SCADA Y LDS	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>PROCESOS</b>
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Automatización del SOTE, instalación del Sistema SCADA (Supervisory and Control Adquisition Data), de detección de fugas LDS (Leak detection System), cuarto de control y automatización de válvulas de bloqueo.			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	% EJECUCIÓN AUTOMATIZACIÓN SOTE	<b>TIPO:</b>	Resultado
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Es el % de ejecución de las actividades programadas en la Invitación a Ofertar No. 05-CC-SOTE-2007			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Annual
I14 = % Avance ejecución proyecto automatización SOTE		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	%
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
El porcentaje de ejecución de este proyecto lo determina automáticamente el software MS Project®			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	
2004			Responsables de definir Metas:
2005			
2006		30.000%	
2007	70.000%		Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:
2008	100.000%		
2009			Responsable de seguimiento y reporte:
2010			
			Staff
			Superintendente de Operaciones
			Jefe de Control de Gestión
<b>GRÁFICO</b>		<b>INTERPRETACIÓN</b>	
		Se requiere la ejecución de la Invitación a ofertar No. 05-CC-SOTE-2007 cuyo contrato terminaría en el año 2008	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Seleccionar un equipo técnico competente para que fiscalice los contratos			
2.- Involucrar a operadores y personal de mantenimiento en la automatización del SOTE para que conozcan el nuevo sistema y puedan utilizarlo adecuadamente, aprovechando todos los beneficios y potencialidad de esta tecnología de punta.			
3.- Hacer seguimiento de las actividades en la Herramienta Enterprise Project Manager (EPM) (MS Project), y tomar los correctivos a tiempo			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Reportes Operativos proporcionados por Superintendencias y Unidad Financiera y MS Project®			

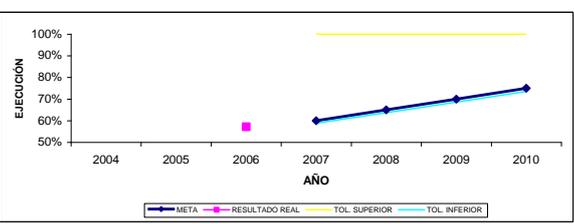
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 45 Formato Indicador de Gestión No. 14**

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 15</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. O12</b>			
<b>NOMBRE:</b>	CERTIFICAR SGA CONFORME ISO 14001:2004	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>PROCESOS</b>
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Implementación del Sistema de Gestión Ambiental (SGA) certificado con la Norma ISO 14001 en todas instalaciones o sitios del SOTE.			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	IMPLEMENTAR SGA CERTIFICADO ISO 14001	<b>TIPO:</b>	Inductor
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Indica el número de sitios certificados con la norma ambiental respecto al total de sitios planificados certificar (14)			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Annual
$I15 = \left( \frac{\text{Sitios certificados con Norma ISO 14001}}{14} * 100 \right) (\%)$		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	%
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
Las metas se fijaron contemplando tiempos prudenciales para levantamiento de no conformidades ambientales resultado de auditorías internas previas a la certificación internacional, así como para desarrollar e implementar los procedimientos que la norma exige.			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	Responsables de definir Metas:
2004			
2005			
2006		20.000%	Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:
2007	70.000%		
2008	100.000%		
2009	100.000%		Responsable de seguimiento y reporte:
2010	100.000%		
<b>GRÁFICO</b>		<b>INTERPRETACIÓN</b>	
		En el 2006 se certificaron 2 sitios, en el 2007 se planifican 7 y en el 2008 los restantes 5 sitios, a partir de ese año se debe mantener certificado el sistema	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Motivar al personal de los sitios para que concreten la certificación del Sistema de Gestión Ambiental (SGA).			
2.- Terminar de elaborar los procedimientos de gestión ambiental y levantar no conformidades de auditorías internas a la brevedad posible.			
3.- Gestionar pasivos ambientales			
4.- Actualizar en la Norma ISO 14001:2004 a los auditores líderes certificados que dispone el SOTE.			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Reportes de la Unidad de Protección Ambiental y Seguridad Industrial			

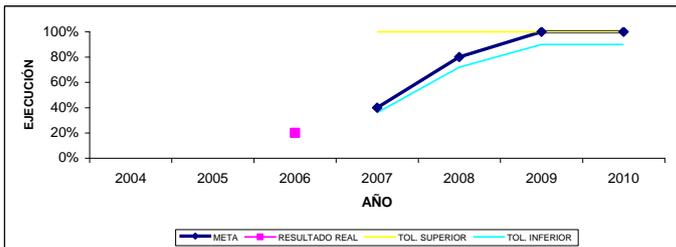
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 46 Formato Indicador de Gestión No. 15**

 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 16</b>
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. O13</b>			
<b>NOMBRE:</b>	DESARROLLAR DE COMPETENCIAS DE RRHH	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>APR. Y CREC.</b>
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Desarrollar las competencias del personal para ejecutar la Estrategia y cumplir la Misión y Visión			
<b>INDICADOR</b>			
<b>NOMBRE:</b>	ÍNDICE DE COMPETENCIAS	<b>TIPO:</b>	Inductor
<b>DESCRIPCIÓN:</b>			
Medir el Índice de Competencia (IC) del personal de la Gerencia de Oleoducto e incrementar su valor			
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b> Anual	
		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b> %	
$\begin{aligned} & \text{Índice de Educación Formal} \quad * 35 \% \\ + & \text{Índice de Capacitación} \quad * 30 \% \\ + & \text{Índice de Experiencia} \quad * 25 \% \\ + & \text{Índice de Habilidades} \quad * 10 \% \\ = & \text{ÍNDICE DE COMPETENCIAS} \quad 100 \% \end{aligned}$ <p>En donde:</p> $\text{Índice de Educación Formal} = \left( \frac{\text{Educación formal real}}{\text{Educación formal requerida}} \right)$ <p>Con fórmulas similares se calculan los Índices de Capacitación, Experiencia y Habilidades para cada trabajador; <b>el valor del Índice de Competencia (IC) de la Gerencia de Oleoducto es el Promedio de los IC de entre todos los trabajadores.</b></p>			
<b>METAS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>			
Las metas se tomaron considerando el bajo nivel del IC, del 57.14 en el 2006 y con un incremento hasta el 60% en el 2007, con un crecimiento anual a futuro del 5%.			
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	
2004			Responsables de definir Metas: Staff
2005			
2006		57.140%	
2007	60.000%		Responsable de rendir cuentas por cumplimiento: Jefe Unidad Administrativa
2008	65.000%		
2009	70.000%		Responsable de seguimiento y reporte: Jefe de Control de Gestión
2010	75.000%		
<b>GRÁFICO</b>		<b>INTERPRETACIÓN</b>	
		En el 2005 se midió el IC, que no se ha modificado significativamente para el 2006. No se puede llegar al 100% de este indicador por cuanto hay personal de avanzada edad que no le interesa completar su educación formal.	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>			
1.- Motivar al personal para que eleve su nivel de competencias			
2.- Ejecutar un nuevo diagnóstico e implementar un Plan de Acción para elevar el IC			
3.- Ejecutar el Plan de Capacitación enfocado a elevar el IC			
<b>Fuentes de la Información</b>			
Reportes de la Unidad Administrativa de la Gerencia de Oleoducto.			

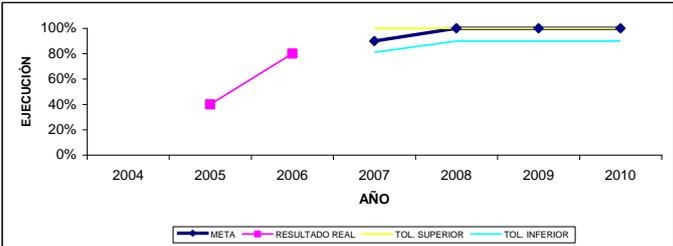
Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 47 Formato Indicador de Gestión No. 16**

 <b>PETROEcuador</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 17</b>	
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007	
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. O14</b>				
<b>NOMBRE:</b>	CERTIFICAR SGC DEL SOTE ISO 9001:2000	<b>PERSPECTIVA:</b>	<b>APR. Y CREC.</b>	
<b>DESCRIPCIÓN:</b>				
Implementar un Sistema de Gestión de Calidad (SGC) conforme la norma internacional ISO 9001: 2000 en dos fases: primero los procesos de adquisición de bienes obras y servicios, conjuntamente con los procesos de mantenimiento de línea y posteriormente la certificación de todos los procesos del SOTE				
<b>INDICADOR</b>				
<b>NOMBRE:</b>	CERTIFICAR SGC DEL SOTE ISO 9001:2000	<b>TIPO:</b>	Inductor	
<b>DESCRIPCIÓN:</b>				
Ejecución de las dos fases de la certificación ISO 9001, se mide en % de ejecución de actividades programadas, cuyo valor del indicador lo calcula automáticamente el software MS Project®.				
<b>FÓRMULA</b>		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b>	Anual	
$I17 = \left( \frac{\text{Cumplimiento actividades} * 100}{\text{Actividades Programadas}} \right) (\%)$		<b>UNIDAD DE MEDIDA:</b>	%	
<b>METAS</b>				
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b>				
Las metas se fijaron contemplando tiempos prudentes para levantamiento de no conformidades resultado de auditorias internas previas a la certificación internacional, así como para desarrollar e implementar los procedimientos que la norma exige.				
<b>AÑO</b>	<b>META</b>	<b>RESULTADO REAL</b>	<b>Responsables de definir Metas:</b>	Staff
2004				
2005				
2006		20.000%	<b>Responsable de rendir cuentas por cumplimiento:</b>	Jefe Administrativo
2007	40.000%			
2008	80.000%			
2009	100.000%		<b>Responsable de seguimiento y reporte:</b>	Jefe de Control de Gestión
2010	100.000%			
<b>GRÁFICO</b>			<b>INTERPRETACIÓN</b>	
			En los años 2004 y 2005 se implementó parcialmente el Sistema de Gestión de la Calidad conforme la Norma ISO 9001:2000, al 2006 se estima una ejecución del 20% y se incrementa un 20% anual hasta completar el 100% en el año 2009, en el año 2010 se debe mantener la certificación.	
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>				
1.- Motivar al personal de los sitios para que concreten la certificación del Sistema de Gestión de la Calidad (SGC).				
2.- Terminar de elaborar los procedimientos de gestión de la calidad y levantar no conformidades de auditorias internas a la brevedad posible.				
3.- Difusión políticas de calidad a todo nivel en el SOTE				
4.- Formar y certificar Auditores Líderes de la Norma ISO 9001:2000				
5.- Hacer seguimiento de las actividades en la Herramienta Enterprise Project Manager (EPM) (MS Project), y tomar los correctivos a tiempo.				
<b>Fuentes de la Información</b>				
Reportes de las Unidades encargadas. Y del MS Project®.				

Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 48 Formato Indicador de Gestión No. 17**

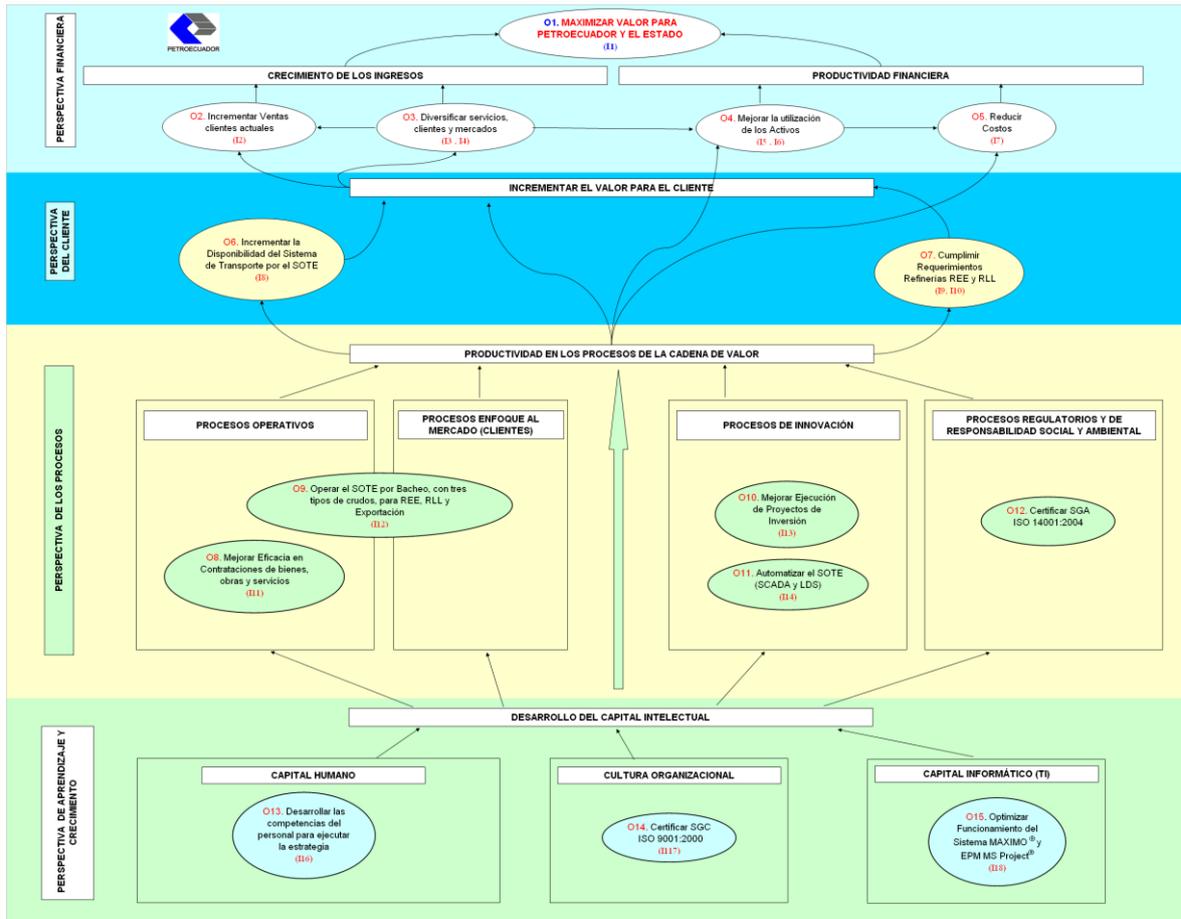
 <b>PETROECUADOR</b>	<b>GERENCIA DE OLEODUCTO</b> <b>CUADRO DE MANDO INTEGRAL</b> <b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>		<b>INDICADOR No.</b> <b>I 18</b>		
			<b>Fecha:</b> 27 de Julio de 2007		
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. O15</b>					
<b>NOMBRE:</b> OPTIMIZAR FUNCIONAMIENTO COMPLETO SISTEMAS		<b>PERSPECTIVA:</b>		<b>APR. Y CREC.</b>	
<b>DESCRIPCIÓN:</b> Utilización completa de los sistemas informáticos: - MAXIMO para gestión de compras y de mantenimiento de la infraestructura del SOTE. - Herramienta Enterprise Project Manager (EPM) (MS Project® WEB Acces) para gestión de Proyectos de toda naturaleza.					
<b>INDICADOR</b>					
<b>NOMBRE:</b> FUNCIONAMIENTO MAXIMO Y PROJECT		<b>TIPO:</b>		Inductor	
<b>DESCRIPCIÓN:</b> Se mide en % de ejecución de actividades programadas, cuyo valor del indicador lo calcula automáticamente el software MS Project®.					
<b>FÓRMULA</b> $I18 = \left( \frac{\text{Cumplimiento de Actividades}}{\text{Actividades Programadas}} * 100 \right) (\%)$		<b>FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN:</b> Anual <b>UNIDAD DE MEDIDA:</b> %			
<b>METAS</b>					
<b>DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN</b> Las metas se han fijado considerando la importante gestión de motivación para la implementación completa de estos sistemas informáticos, tomando en cuenta la resistencia al cambio del Recurso Humano.					
<b>AÑO</b>		<b>META</b>		<b>RESULTADO REAL</b>	
2004				Responsables de definir Metas: Staff	
2005		40.000%			
2006		80.000%			
2007		90.000%		Responsable de rendir cuentas por cumplimiento: Jefe Unidad de Sistemas	
2008		100.000%			
2009		100.000%			
2010		100.000%		Responsable de seguimiento y reporte: Jefe de Control de Gestión	
<b>GRÁFICO</b>			<b>INTERPRETACIÓN</b>		
			En los años 2005 y 2006 se implementaron los sistemas informáticos MAXIMO y EPM Project® WEB Acces, sin embargo su implementación falta completarla para que se pueda explotar todo el potencial y mejorar la eficacia de la gestión operativa y administrativa del SOTE.		
<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS</b>					
1.- Motivar al personal sobre estos sistemas informáticos					
2.- Capacitar a los usuarios de estos sistemas informáticos					
3.- Difusión de resultados de la aplicación de los sistemas informáticos					
4.- Utilizar la WEB e Intranet para comunicar las estrategias a todo el personal					
<b>Fuentes de la Información</b> Reportes de las Unidades encargadas. Y del MS Project® .					

Diseño y Elaboró: Alfonso Jiménez (El Autor)

**Tabla No. 49 Formato Indicador de Gestión No. 18**

### **3.4 MAPA ESTRATÉGICO DE LA GERENCIA DE OLEODUCTO**

A continuación en la Figura No. 54 se presenta el Mapa Estratégico del la Gerencia de Oleoducto, conforme el modelo de gestión del Cuadro de Mando Integral.



Diseño y Elaboró: El Autor

**Figura No. 54. Mapa Estratégico de la Gerencia de Oleoducto**

## CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 CONCLUSIONES

- En el Plan del Proyecto de Tesis aprobado se estableció el siguiente **Objetivo General:**

*“Diseñar un Cuadro de Mando Integral (CMI) para la Gerencia de Oleoducto que permita implantar y gestionar la Estrategia”,*

Y los siguientes **objetivos específicos:**

- Determinar la Visión y Estrategia, con objetivos y metas empresariales*
- Determinar lo indicadores de gestión estratégicos desde los siguientes puntos de vista:*
  - *Clientes,*
  - *Finanzas*
  - *Proceso interno*
  - *Formación y crecimiento.*
- Creación de un “Mapa Estratégico”*
- Obtener un Plan de Acción Concreto para la Gerencia de Oleoducto, basado en el Cuadro de Mando Integral.*

Con el desarrollo del presente trabajo se cumplieron a cabalidad todos los objetivos planteados, por cuanto se establecieron: nueva Visión y Estrategia, Objetivos Estratégicos para cada una de las cuatro perspectivas del CMI, sistema de evaluación o medición, iniciativas estratégicas, metas y responsables; además se elaboró el Mapa Estratégico y un plan de acción basado en el CMI, los mismos que constan principalmente en las secciones 2.3.4, 3.3, 3.4 y Anexo No. 3 “Plan de Acción Concreto”.

- En el Plan de Tesis aprobado también consta la siguiente “Formulación y sistematización del problema”:

*“En el desarrollo del CMI para la Gerencia de Oleoducto, las principales interrogantes que se deben resolver son:*

- 1. Cuál es la Estrategia?*
- 2. Cuáles son los indicadores estratégicos?*
- 3. Cómo situar a la Estrategia en el centro de los procesos claves de la empresa?”*

Por lo indicado en la conclusión anterior, las interrogantes planteadas, fueron respondidas completamente, es decir se resolvió el problema de la falta de planificación en la Gerencia de Oleoducto.

La tercera interrogante es respondida con el “Plan de Acción Concreto” que consta en el Anexo No. 3.

- En la Justificación Metodológica del Plan de Tesis aprobado, textualmente se indica: *“Con el desarrollo del presente proyecto, cada área operativa y administrativa de la Gerencia de Oleoducto, conocerá exactamente los resultados de la gestión, y la metodología de evaluación será concreta y objetiva.”*

Lo indicado en la Justificación Metodológica se cumple de manera concreta en cada uno de los formularios de los Indicadores de Gestión (Tablas No. 32 a No. 49), desarrollados en la sección 3.3.5 “Indicadores, Metas, Evaluación e Iniciativas” del Capítulo 3 “Cuadro de Mando integral”; que están diseñados para el registro de lo más relevante de la gestión (Objetivos e Indicadores Estratégicos de las cuatro perspectivas), en los que se incluyen valores reales medidos, metas, fuentes de la información, metodología de la medición o evaluación, responsables de gestionar, de medir y de reportar; Finalmente, conforme se recomienda en el Anexo No. 3 “Plan de Acción Concreto”, la información del sistema de gestión basado en CMI estará disponible para todos los trabajadores y se publicará principalmente en la INTRANET de la Gerencia de Oleoducto por ser el medio de mayor acceso de los trabajadores.

- La Hipótesis de trabajo que consta en el Plan de Tesis aprobado es la siguiente:

*“El Cuadro de Mando Integral de la Gerencia de Oleoducto es una herramienta que permitirá a la Gerencia de Oleoducto, concretar su Visión y Estrategia y con ello mantenerse como la mejor opción de transporte de crudo que tiene el país.”*

Esta hipótesis de trabajo es confirmada con la investigación exploratoria y descriptiva desarrollada, puesto que la “Visión y Estrategia” representa la **planificación** para gestionar un negocio y puede ser muy acertada, sin embargo, por la inexistencia de un sistema de gestión eficaz puede fracasar su implementación en la organización<sup>74</sup>; mientras que, el CMI es el puente entre lo planificado y lo operativo, es la herramienta de gestión eficaz que involucra a las personas, los procesos, requerimientos de clientes y resultados financieros esperados, alineados en dirección a la “Visión y Estrategia” que permite la consecución de objetivos y metas, en el corto y largo plazo.

La nueva Visión y Estrategia propuesta en el presente trabajo está enfocada en hacer de la Gerencia de Oleoducto como operadora del SOTE, la mejor opción de transporte de crudo en el país, es decir más conveniente que su competencia, el OCP.

En las siguientes conclusiones se expone la investigación desarrollada:

- En la Gerencia de Oleoducto se implementó la Planeación Estratégica 2004-2008, con un nivel de cumplimiento menor al 50% de lo planificado, observándose falta de alineamiento o relación causa efecto entre los objetivos operativos y los objetivos estratégicos, además no se consideran

---

<sup>74</sup> Se estima que nueve de cada diez empresas fallan en la implementación de su Visión y estrategia.

en esta planificación, importantes perspectivas de la organización como son la de aprendizaje y crecimiento y la del cliente. En la evaluación de esta Planeación Estratégica se recomienda implementar un sistema de gestión basado en el Cuadro de Mando Integral.

- La Gerencia de Oleoducto, se encuentran en una situación crítica, principalmente por las siguientes causas: falta de asignación de recursos económicos, declinación en la producción de crudo, incremento en la producción de crudo pesado debido a la existencia de nuevas reservas pero de ese tipo de crudo, existencia de una competencia muy fuerte que opera a menos del 35% de su capacidad instalada (OCP), poca capacidad de gestión en la ejecución de proyectos de inversión, ineficacia en concretar las contrataciones de bienes, obras y servicios; ante tal situación, se debe establecer y gestionar una nueva “Visión y Estrategia” de esta empresa para salvarla del colapso.
- El Accionista de la Gerencia de Oleoducto como parte del sistema PETROECUADOR, es el Estado Ecuatoriano que demanda más ingresos para su Presupuesto General, para lo cual se deben mejorar los resultados en cada Filial o Gerencia Corporativa de este sistema empresarial.
- Los Clientes de esta organización son las empresas productoras de Petróleo, PETROPRODUCCIÓN y compañías privadas, que demandan el servicio de transporte de crudo desde el Oriente Ecuatoriano hasta el Terminal Marítimo de Balao; así como PETROINDUSTRIAL que demanda de crudo en la Costa Ecuatoriana para procesarlo en Refinería Esmeraldas y La Libertad, adicionalmente, es cliente la Gerencia de Comercio Internacional que exporta el excedente de petróleo de propiedad del Estado.
- La situación indicada obliga a buscar soluciones, a implementar planes de acción concretos, es decir establecer una “Estrategia” para *“Ganar una ventaja sostenible en atraer, desarrollar y mantener clientes”* y la manera

más adecuada para la implementación ordenada de un proceso de cambio alineado con la estrategia es el **Cuadro de Mando Integral**, herramienta que permite a la empresa complementar los indicadores de control tradicionales, con otros financieros y no financieros para evaluar los logros estratégicos desde la perspectiva de los clientes, el proceso interno, los accionistas (Estado Ecuatoriano) y la innovación o crecimiento y aprendizaje y con ello concretar en el corto y largo plazo, la Misión y Visión de la organización.

- Una vez evaluada la situación empresarial y el entorno, se ha descrito una nueva “Visión y Estrategia” para la Gerencia de Oleoducto que consiste en:

### **Nueva Visión al 2012**

*“Ser la primera empresa en Latinoamérica en la transportación de petróleo por oleoductos, líder en rentabilidad y bajos costos, la mejor opción en el país en recepción, almacenamiento y entrega oportuna de volúmenes programados de crudos de diversas especificaciones a partir de 15 °API, con procesos operativos e infraestructura automatizados, trabajando con responsabilidad social y ambiental, con alta satisfacción del cliente interno y externo”.*

### **Nueva Misión**

*“La Gerencia de Oleoducto tiene por Misión generar valor para PETROECUADOR y el Estado Ecuatoriano por medio de la provisión ininterrumpida del servicio de transporte de petróleo crudo por oleoductos, mediante bacheo, garantizando a nuestros clientes calidad en el servicio, oportunidad en la recepción y entrega para la exportación y refinación, con responsabilidad social y ambiental.*

### **Estrategia**

*“Para incrementar el valor generado para PETROECUADOR y el Estado Ecuatoriano, se implementará una combinación de las estrategias de crecimiento y productividad, crecimiento mediante la conservación de los actuales clientes y la captación de nuevos segmentos del mercado, adecuando la infraestructura para*

*transportar por bacheo mezclas de crudos más pesados y con ello reducir la capacidad ociosa del SOTE, contrarrestando la declinación de la producción y minimizando los costos unitarios, por lo tanto incrementando la productividad de la Gerencia de Oleoducto”.*

**Propuesta de Valor para el Cliente es la siguiente o Estrategia respecto a los Clientes:**

*“Entregar un servicio de transporte de petróleo único en el país, oportuno, funcional respecto a la recepción y entrega según la programación tanto en volumen como en calidad, con operación mediante bacheo y tarifa de transporte razonable o conveniente para el cliente”.*

### **Objetivos Estratégicos**

*Se implementaron los siguientes Objetivos estratégicos (Tabla No. 50), debidamente priorizados y alineados con la “Visión y Estrategia”:*

<b>No.</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>PERSPECTIVA</b>
O1	Maximizar el valor para PETROECUADOR y el Estado	Financiera
O2	Incrementar ventas clientes actuales	Financiera
O3	Diversificar servicios, clientes y mercados	Financiera
O4	Mejorar la utilización de los activos	Financiera
O5	Reducir los costos operativos	Financiera
O6	Incrementar la Disponibilidad del SOTE	Clientes
O7	Cumplir requerimientos de refinерías (REE y RLL)	Clientes
O8	Mejorar eficacia en contrataciones de obras, bienes y servicios	Procesos
O9	Operar el SOTE por bacheo	Procesos
O10	Mejorar ejecución de proyectos de inversión	Procesos
O11	Automatizar del SOTE, SCADA y LDS	Procesos
O12	Certificar el SGA conforme ISO 14001:2004	Procesos
O13	Desarrollar las Competencias del RRHH del SOTE	A & C
O14	Certificar el SGC conforme ISO 9001:2000	A & C
O15	Optimizar el funcionamiento de MAXIMO® y MS PROJECT®	A & C

Elaboró. El Autor

**Tabla No. 50 Listado de Objetivos Estratégicos**

### **Plan de Acción**

En el **Anexo No. 3** se resume el **Plan de Acción Concreto** para implementar el CMI en la Gerencia de Oleoducto, en él constan las actividades recomendadas para cada uno de los Objetivos Estratégicos de las cuatro perspectivas así como los proyectos y montos de inversión para el quinquenio 2008-2012. Información tomada de los formatos de los Indicadores Estratégicos (Tablas No. 32 a No. 49). Este Plan de Acción Concreto podría resumirse en el CAMBIO enfocado a la Estrategia.

## 4.2 RECOMENDACIONES

- 1) Por ser una herramienta eficaz en la gestión empresarial, se recomienda implementar en la Gerencia de Oleoducto el Cuadro de Mando Integral, contando para ello con el soporte de la presente investigación, especialmente lo indicado en **Anexo No. 3 “Plan de Acción”**, que resume las Iniciativas Estratégicas, actividades y proyectos contemplados en los formatos de los Indicadores de Gestión, para cada perspectiva del CMI.
- 2) El presente trabajo es fruto de la investigación **individual** y la experiencia de trabajar más de trece años en la Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR, sin embargo, éste debe ser consensuado al interior de la empresa mediante gestión oficial, y perfeccionarlo con la participación de la mayor cantidad posible de personas de la Gerencia de Oleoducto y especialmente la Alta Dirección, conformada por el Gerente, los Superintendentes, Jefes de Unidad y los respectivos Asistentes.
- 3) Se recomienda transformar a la Gerencia de Oleoducto en una organización enfocada a la Estrategia conforme se indica en la parte final del Anexo No. 3, gestionar los Objetivos Estratégicos de las cuatro perspectivas del CMI (financiera, de los clientes, de los procesos internos y de aprendizaje y crecimiento) cerrando el ciclo: Planificar, Hacer, Verificar y Actuar (ciclo Deming), para asegurar la eficacia del sistema de gestión; es importante resaltar que se deben vincular la “Visión y Estrategia” y por consiguiente los Objetivos Estratégicos y sus proyectos o actividades estratégicas con los presupuesto financieros que por ley aprueba el Directorio de PETROECUADOR.
- 4) Conforme la teoría del CMI, se deben evaluar de los Objetivos Estratégicos y tomar las medidas preventivas y correctivas del caso. Considerar siempre que el CMI es dinámico, que tiene vida, que es flexible y sujeto a perfeccionamiento en el tiempo y gestionándolo eficazmente, si se puede llegar a *“ser la primera empresa en Latinoamérica en la transportación de*

*petróleo por oleoductos, líder en rentabilidad y bajos costos, la mejor opción en el país en recepción, almacenamiento y entrega oportuna de volúmenes programados de crudos de diversas especificaciones a partir de 15 °API, con procesos operativos e infraestructura automatizados, trabajando con responsabilidad social y ambiental, con alta satisfacción del cliente interno y externo”.*

- 5) En la presente investigación se ha manifestado que la industria hidrocarburífera en el país y en especial el SOTE han pasado la fase de producción máxima y debido a la declinación de la producción de los usuarios de este servicio (PETROPRODUCCIÓN principalmente), la empresa está en una fase madura del ciclo de vida, en la cual es prudente desinvertir (activos no productivos), mientras que las grandes modificaciones del SOTE para transportar crudos pesados se deben programar como un proyecto de inversión condicionado a que se transporte por el SOTE la futura producción del ITT por el SOTE.
- 6) La Gerencia de Oleoducto forma parte de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, PETROECUADOR, y como tal debe cumplir su función cual un engranaje dentro de un complejo mecanismo, sincronizado administrativa y operativamente con los demás elementos del sistema, es decir alineado a la Visión y Estrategia Empresarial; sin embargo, PETROECUADOR al término de la presente investigación, no dispone de Objetivos Estratégicos o lineamientos específicos que orienten el accionar empresarial a corto y largo plazo. En tal sentido, recomiendo implementar el Cuadro de Mando Integral a nivel corporativo, para que cada Filial o Gerencia Operativa, conforme se muestra en la cadena de valor, contribuyan cada una de ellas, en su área de gestión, para la consecución de los objetivos empresariales.
- 7) Si bien PETROECUADOR es una entidad pública, debe ser gestionada como si fuera un negocio privado, con la perspectiva financiera a la cabeza y no como una entidad sin fines de lucro en la que la perspectiva del cliente está por sobre las demás.

- 8) Finalmente, los administradores y estudiosos de la industria petrolera ecuatoriana tienen una gran tarea inmediata, investigar y proponer, un “Plan Maestro” para el desarrollo de esta industria, conforme los altos intereses nacionales, satisfaciendo al Estado Ecuatoriano, propietario del patrimonio potencialmente más productivo y estratégico del país, el petróleo, fortaleciendo y modernizando a PETROECUADOR que en representación del Estado, es la responsable de gestionar esta industria en todas sus fases; y mejorando el accionar de las entidades de control, principalmente la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

## BIBLIOGRAFÍA

Betancourt T. José R. *Gestión Estratégica, navegando hacia el cuarto paradigma* 3ra. Ed. T.G.RED 2000 Venezuela 2002

Bourne M., Bourne P. *Cuadro de Mando Integral en una semana*, Ediciones Gestión 2000, España 2004

David F. *Conceptos de Administración Estratégica*, Novena edición, Ed. Person Prentice Hall, México 2004.

Donoso P., Rivera J, *Seminario CONTROL DE GESTIÓN, Una herramienta para la alta dirección*, PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE, ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN, SEMINARIUM, Guayaquil, 2007

ECUAENERGY – DIEE, *Ecuadorian Energy Directory 2004*

ECUAENERGY – DIEE, *Ecuadorian Energy Directory 2005*

ECUAENERGY – DIEE, *Ecuadorian Energy Directory 2006*

ECUAENERGY – DIEE, *Ecuadorian Energy Directory 2007*

Kaplan Robert S., Norton David P. *Cuadro de Mando Integral (Balanced Scorecard)* 2da. Ed. Gestión 2000, Colombia 2004

Kaplan Robert S., Norton David P. *Cómo utilizar el Cuadro de Mando Integral para implementar y gestionar su estrategia* 1ra. Ed. Gestión 2000, España 2001

Kaplan Robert S., Norton David P. *Mapas Estratégicos. Cómo convertir los activos intangibles en resultados tangibles* 2da. Ed. Gestión 2000, España 2004

Kaplan Robert S., Norton David P. *Alignment, Como alinear la Organización a la estrategia a través del Balanced Scorecard* 1da. Ed. Gestión 2000, España 2005

Nils-Göran Olve, Jan Roy, Magnus Wetter; *Implantando y Gestionando el Cuadro de Mando Integral (Performance Drivers)*, Ediciones Gestión 2000, España 2004

*PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, CONGRESO NACIONAL, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, PETROECUADOR, Transformación de las Empresas Petroleras Estatales de Latinoamérica*, Quito, 2006

Porter M., *Estrategia y ventaja competitiva*, Editorial DEUSTO, Bogotá 2006

Parlad C., *Estrategia corporativa*, Editorial DEUSTO, Bogotá 2006

Documento de Planeación Estratégica de la Gerencia de Oleoducto.

Manual de Auditoría de Gestión de la Contraloría General del Estado.

Informes anuales de la Gerencia de Oleoducto y de Petroecuador y sus Empresas Filiales (años 2001 a 2006).

Reporte de reservas probadas de petróleo al 31 de diciembre de 2004 y 2005 de la DNH

Reportes de operaciones de la Gerencia de Oleoducto

Información de Internet relativa al tema.

## **ANEXO No. 1: DIAGRAMA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA ACTUAL**

# PLANEACIÓN ESTRATÉGICA DE LA GERENCIA DE OLEODUCTO

## OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

**Objetivo Estratégico No. 1**  
Disminución de costos operativos  
Costo operativo total año 2004: \$ 131 MM  
Disminución del 1% anual en el costo operativo anual.

**INDICADOR**

$$\left[ \frac{COA_{actual} - COA_{2004}}{COA_{2004}} \right] * 100 \text{ (\%)}$$

**Cumplimiento programado**

Año 2005:	-1.0 %
Año 2006:	-2.0 %
Año 2007:	-3.0 %
Año 2008:	-4.0%

- Estrategias para Objetivo Estratégico No. 1**
- Tecnología
  - Disminución de inventarios
  - Política de austeridad
  - Disminución costo de mano de obra

**Objetivo Estratégico No. 2**  
Operación del oleoducto preservando el ambiente, con mantenimiento preventivo de las instalaciones y certificados con la norma ISO 14001.

**INDICADOR**

$$\frac{\sum [\text{Indicador Obj. 2.1} + \text{Indicador Obj. 2.2}]}{2}$$

**Cumplimiento acumulado programado**

Año 2005:	13.5%
Año 2006:	49.5%
Año 2007:	73.0 %
Año 2008:	100%

- Estrategias para Objetivo Estratégico No. 2**
- Certificaciones con Normas Ambientales
  - Utilizar informes de Auditorías y Monitoreos Ambientales (QUAFA y otros)
  - Mantenimiento Preventivo

**Objetivo Estratégico No. 3**  
Mantener la Disponibilidad del sistema de transferencias.  
Disponibilidad año 2004: 98.5%  
Incremento del 0.2% anual  
Disponibilidad año 2008: 99.5%

**INDICADOR**

$$\left[ \frac{\text{Disponibilidad actual} - 100}{\text{Disponibilidad objetivo}} \right] * 100 \text{ (\%)}$$

- Estrategias para Objetivo Estratégico No. 3**
- Tecnología
  - Mantenimiento preventivo de las instalaciones del SOTE.
  - Análisis de Riesgos

**Objetivo Estratégico No. 4**  
Garantizar Calidad en la entrega crudo a refinarias.  
Calidad entrega a REE, año 2004: 89.72%  
Calidad entrega a RLL, año 2004: 27.29%  
Objetivo: 100,00%

**INDICADORES**

$$\left[ \frac{\text{Calidad actual}}{\text{Calidad Objetivo}} - 100 \right] \text{ (\%)}$$

- Estrategias para Objetivo Estratégico No. 4**
- Segregación de los crudos en campos, tanques Lago Agro y tanques Balao, así como bacheo en el transporte

## OBJETIVOS OPERATIVOS

**Objetivo Operativo 1.1**  
**Actualización Tecnológica**  
Proyectos:  
Año 2005:  
- Ampliación del SOTE Fase II  
- Terminación instrumentación Estaciones  
- Adquisición reposición maquinaria y equipo  
- Reemplazo de vehículos  
- Sistema automático de mantenimiento  
Año 2006:  
- Ampliación del SOTE Fase IV

**Objetivo Operativo 1.2**  
**Disminución de gasto de depreciaciones de inventarios y activos fijos**  
Proyectos:  
Año 2005:  
- Sucesión de BPO con Chevrolet, Caterpillar y TDW  
- Remates de material obsoleto

**Objetivo Operativo 1.3**  
**Ahorro de recursos**  
Proyectos:  
Año 2005:  
- Control de combustibles  
- Ahorro energético

**Objetivo Operativo 1.4**  
**Disminución de mano de obra**  
Proyectos:  
Año 2005:  
- Disminución horas extras personal y equipos

**INDICADORES**

**Objetivo 1.1**

$$\left[ \frac{\text{Ahorro por menos medicaciones}}{851,500} + 100 \right] \text{ (\%)}$$

**Objetivo 1.2**

$$\left[ \frac{\text{Disminución depreciaciones}}{131,000} + 100 \right] \text{ (\%)}$$

**Objetivo 1.3**

$$\left[ \frac{\text{Ahorro comb. y energía}}{65,500} + 100 \right] \text{ (\%)}$$

**Objetivo 1.4**

$$\left[ \frac{\text{Ahorro horas extras}}{262,000} + 100 \right] \text{ (\%)}$$

**Objetivo Operativo 2.1**  
**Certificación ISO 14001**  
Proyectos:  
Año 2005:  
- Campamento Guajalí y Estaciones de Bombeo de El Salado y Papallata  
Febrero:  
- Estaciones de Bombeo de Lumbaqui y Baeza  
Junio:  
- Estaciones Reductoras y Campamentos Santa Rosa y El Chaco  
Diciembre  
Años 2006 - 2008: Mantenimiento de todas las Certificaciones

**Objetivo Operativo 2.2**  
**Mantenimiento preventivo de la línea del SOTE** 100%  
Proyectos:  
- **Mantenimiento válvulas de seccionamiento** Peso (%)  
2005: Una válvula 2%  
2006: Cuatro válvulas 7%  
2007: Cuatro válvulas 7%  
2008: Dos válvulas 4%  
- **Aliviar tensiones en la tubería**  
2005: Aliviar tensiones en el Km. 282 (Las Lagunas) 5%  
2006-2008: Según sea necesario. 5% anual  
- **Recorrido anual de Protección Católica**  
Años 2005 - 2008: Entregar informe antes Junio 5% anual  
- **Reparaciones resultado de la inspección de la tubería:**  
2005: 100% defectos grado 1 y 2 y 25% grado 3 5%  
2006: 100% defectos grado 3 5%  
2007-2008: 100% defectos críticos detectados 5% anual  
- **Enteado de la tubería aérea**  
2005: 100% Tramo Lago Agro - Lumbaqui 5% anual

**INDICADORES**

**Objetivo 2.1**

$$\frac{\sum_{2005}^{2008} [\text{Sitios certificados} - 25]}{14} \text{ (\%)}$$

**Objetivo 2.2**

$$\frac{\sum [\text{Peso asignado a cada actividad ejecutada}]}{2}$$

**Cumplimiento acumulado programado.**

Objetivo 2.1	Objetivo 2.2	
Año 2005:	25%	22%
Año 2006:	50%	49%
Año 2007:	75%	76%
Año 2008:	100%	100%

**Objetivo Operativo 3.1**  
**Actualización Tecnológica**  
Proyectos:  
Año 2005:  
- Ampliación del SOTE Fase II  
- Terminación instrumentación Estaciones  
- Adquisición reposición maquinaria y equipo  
- Sistema automático de mantenimiento  
- Adquisición sistemas contra incendios  
- Mejoramiento sistema telecomunicaciones  
- Rescondicionamiento de las instalaciones del SOTE  
Año 2006:  
- Ampliación del SOTE Fase IV

**Objetivo Operativo 3.2**  
**Mantenimiento preventivo de la línea del SOTE** 100%  
Proyectos:  
- **Mantenimiento válvulas de seccionamiento** Peso (%)  
2005: Una válvula 2%  
2006: Cuatro válvulas 7%  
2007: Cuatro válvulas 7%  
2008: Dos válvulas 4%  
- **Aliviar tensiones en la tubería**  
2005: Aliviar tensiones en el Km. 282 (Las Lagunas) 5%  
2006-2008: Según sea necesario. 5% anual  
- **Recorrido anual de Protección Católica**  
Años 2005 - 2008: Entregar informe antes Junio 5% anual  
- **Reparaciones resultado de la inspección de la tubería:**  
2005: 100% defectos grado 1 y 2 y 25% grado 3 5%  
2006: 100% defectos grado 3 5%  
2007-2008: 100% defectos críticos detectados 5% anual

**Objetivo Operativo 3.3**  
**Realizar el análisis de riesgos de la infraestructura del SOTE y ejecutar recomendaciones para disminuir el riesgo**

**INDICADORES**

**Objetivo 3.1**

$$\left[ \frac{\text{Horas de parada disminuida por mejora tecnológica}}{7,2} + 100 \right] \text{ (\%)}$$

**Objetivo 3.2**

$$\left[ \frac{\text{Horas de paradas disminuidas por m. mantenimiento preventivo}}{9} + 100 \right] \text{ (\%)}$$

**Objetivo 3.3**

$$\left[ \frac{\text{Horas de paradas disminuidas por m. entorriego}}{1,2} + 100 \right] \text{ (\%)}$$

## **ANEXO No. 2 DEFINICIONES Y EVALUACIÓN PLANEACIÓN ESTRATÉGICA ACTUAL**

### **DEFINICIONES**

Previo a presentar la evaluación del cumplimiento de las metas de los objetivos estratégicos y operativos de la Gerencia de Oleoducto, se incluyen algunas definiciones o descripción de abreviaturas, términos utilizados en este trabajo de investigación.

**API:** Instituto Americano del Petróleo, (American Petroleum Institute)

**ARPEL:** Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural de América Latina y El Caribe

**Bacheo:** En un sistema de transporte por oleoducto, bacheo es el bombeo de una cantidad de fluido de ciertas características a continuación de otro diferente, sin que se lleguen a mezclar y se conserven las propiedades individuales

**Barril (Bbl):** Es una unidad volumen utilizada en la industria petrolera, equivalente a 42 galones americanos o 158.97 litros, su plural se abrevia Bls.

**BPD:** Barriles de petróleo por día.

**Costo operativo anual (COA):** Es el gasto total anual, está expresado en dólares (\$) y corresponde a **todos** los rubros que contiene el presupuesto operativo de la Gerencia de Oleoducto ejecutados en el año para administrar, operar y mantener la infraestructura.

El COA se contabiliza clasificando las siguientes cuentas:

- Gastos de personal
- Servicios generales
- Servicios de operación y mantenimiento
- Materiales y suministros
- Depreciaciones

- Impuestos y transferencias
- Gastos financieros

**Costo Operativo:** Es el valor resultante de dividir el Costo operativo anual por el número de barriles transportados en un período determinado; se mide en dólares por barril (**\$/Barril**).

**Crudo:** Petróleo aún sin procesar, tal y como se obtiene del subsuelo

**Crudo liviano o ligero:** Petróleo con baja densidad y gran contenido de gasolina.

**Crudo pesado:** Petróleo con alta densidad y bajo contenido de gasolina

**Crudo Napo:** Crudo de aproximadamente 19 °API que exportan las compañías que transportan por el OCP.

**Crudo Oriente:** Crudo de aproximadamente 24 °API que exportan las compañías que transportan por el SOTE.

**Densidad:** Medida de peso por unidad de volumen, generalmente se expresa en gramos por centímetro cúbico

**Disponibilidad del sistema de transporte:** Es la relación entre las horas que el sistema de transporte está disponible para la operación del transporte de crudo y el número total de horas que tiene un período determinado; es independiente del volumen recibido o la no entrega a buques o refinerías por causas ajenas a la Gerencia de Oleoducto. Se mide en porcentaje (%) y se calcula con la fórmula establecida en el Objetivo Estratégico 3 de este Anexo No. 2.

### **Gravedad API (°API)**

Indica la densidad relativa respecto al agua, se mide en ° API , está relacionada con la gravedad específica (SG)del líquido mediante la siguiente fórmula:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{SG} - 131.5$$

### **Gravedad Específica de un líquido (SG)**

Es la densidad relativa del líquido respecto a la del agua. La temperatura de referencia para este propósito es usualmente 60 ° F (15.6 ° C). Por ser una relación entre densidades, la SG no tiene unidades o es adimensional.

**DNH:** Dirección Nacional de Hidrocarburos del MEM, que es entidad de control en todas las actividades del sector.

**LDS (Leak Detection Systems):** Es el Sistema de Detección de fugas (SDF), es usado en la operación de oleoductos para proteger la propiedad pública y prevenir la contaminación ambiental u otras graves consecuencias de una falla en el oleoducto. El Sistema de Detección de Fugas funciona automáticamente alertando al operador cuando una fuga ocurre, para que éste realice la acción más apropiada para minimizar el volumen derramado y la duración del siniestro.

**MEM:** Ministerio de Energía y Minas

**OCP:** Oleoducto de Crudos Pesados, sistema de transporte de propiedad privada (Son accionistas las siguientes empresas petroleras: Occidental Petroleum Company, PERENCO, REPSOL - YPF, ENCANA, PETROBRÁS, TECHINT), tiene una capacidad de transporte de 450,000 BPD de crudo de hasta 19 °API. Entró en operación el último trimestre del año 2003.

**Objetivo<sup>75</sup> :** Un objetivo, es un resultado que se desea o necesita lograr dentro de un periodo de tiempo específico; es un estado futuro deseado del negocio o de uno de sus elementos, procesos o actividades. A pesar de que el objetivo debe lograrse en el futuro, se determina un lapso específico para su realización. El logro de un objetivo debe apoyar los propósitos y misiones básicos estratégicos de la empresa, guiándola en la dirección establecida en su Planeación Estratégica. Los objetivos deben ser medibles en el tiempo, es decir deben establecer, en términos concretos, lo que se espera que ocurra y cuándo. Los objetivos pueden cuantificarse en términos, tales como calidad, cantidad, tiempo, costo, índice,

---

<sup>75</sup> Esta definición está dada en base al documento: Planeación Estratégica de la siguiente dirección: <http://www.monografias.com/trabajos7/plane/plane.shtml>

porcentaje, tasa, o en fases específicas a seguirse. Un objetivo debe ser: factible, aceptable, flexible o modificable, motivador, comprensible y obligatorio.

**Objetivo Estratégico:** Es un objetivo alineado directamente con la Misión y Visión de la Empresa, es global o macro y para su consecución se deben implantar ciertas iniciativas estratégicas.

**Objetivo Operativo:** Es un objetivo planteado para evaluar el cumplimiento de una estrategia en el cumplimiento de un objetivo estratégico.

**Oleoducto:** Sistema de transporte de gases o líquidos comprendido básicamente por unidades de bombeo, tubería de conducción, estaciones de reducción de presión (si son necesarias), instalaciones de almacenamiento y sistema de entrega a clientes (instalaciones marinas y terrestres), dotadas de sistemas de control en todas sus actividades

**PCO:** PETROCOMERCIAL, Filial de PETROECUADOR encargada del almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de combustibles.

**PIN:** PETROINDUSTRIAL, Filial de PETROECUADOR encargada de la refinación del crudo para la obtención de derivados y proporcionarlos al mercado.

**PPR:** PETROPRODUCCIÓN, Filial de PETROECUADOR encargada de la exploración y explotación de petróleo en el Ecuador.

### **Proyectos de Inversión<sup>76</sup>**

Proyecto de Inversión es una propuesta de acción técnico económica para resolver una necesidad utilizando un conjunto de recursos disponibles, los cuales pueden ser, recursos humanos, materiales y tecnológicos entre otros. Es un documento por escrito formado por una serie de estudios que permiten al emprendedor que tiene la idea y a las instituciones que lo apoyan saber si la idea es viable, se puede realizar y dará ganancias. Tiene como objetivos aprovechar los recursos para mejorar el negocio, pudiendo ser a corto, mediano o a largo

---

<sup>76</sup> Esta definición es tomada en base al documento PLANEACIÓN ESTRATÉGICA de la siguiente dirección: <http://www.monografias.com/trabajos16/proyecto-inversion/proyecto-inversion.shtml>

plazo. Comprende desde la intención o pensamiento de ejecutar algo hasta el término o puesta en operación normal. Responde a una decisión sobre uso de recursos con algún o algunos de los objetivos, de incrementar, mantener o mejorar la producción de bienes o la prestación de servicios.

Un proyecto está formado por cuatro estudios principales:

- Estudio de mercado,
- Estudio técnico,
- Estudio de organización y
- Estudio financiero.

En la Gerencia de Oleoducto, para que se pueda ejecutar un proyecto de inversión, éste debe ser aprobado por el Directorio de PETROECUADOR, es decir debe constar en el Presupuesto Aprobado de la Empresa.

**QRF:** Químico Reductor de Fricción, sustancia que se inyecta a un oleoducto para mejorar el flujo y aumentar la capacidad de bombeo sin incrementar las presiones internas de operación.

**RAOHE:** Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas (Decreto Ejecutivo No 1215 de 13 de febrero de 2001).

**Refinación:** Se aplica a todas las operaciones cuyo objeto es la fabricación u obtención de los diferentes productos derivados del petróleo

**REE:** Refinería Estatal de Esmeraldas, operada por PETROINDUSTRIAL, con una capacidad de procesar hasta 110,000 BPD de crudo desde 23.7 °API.

**RLL:** Refinería La Libertad, operada por PETROINDUSTRIAL, con una capacidad de procesar hasta 44,000 BPD de crudo de al menos 28 °API.

**SCADA:** SCADA iniciales que vienen de: "Supervisory Control And Data Acquisition", es decir es la adquisición de datos para control y supervisión. Se trata de una aplicación de software y hardware especialmente diseñada para funcionar sobre computadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del computador. Además, provee de toda la

información que se genera en el proceso operativo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros supervisores dentro de la empresa para control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc. En este tipo de sistemas usualmente existe un computador, que efectúa tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como tratamiento de datos y control de procesos. La comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos. Los programas necesarios, y en su caso el hardware adicional que se necesite, se denomina en general sistema SCADA.

**SGA:** Sistema de Gestión Ambiental, siguiendo la Norma ISO 14001:2004

**SGC:** Sistema de Gestión de la calidad, siguiendo la Norma ISO 9001:2000

**SOTE:** Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, de propiedad de PETROECUADOR, operado por la Gerencia de Oleoducto, con una capacidad de transporte de hasta 360,000 BPD de 23.7 °API sin QRF y 390,000 BPD de 23.7°API utilizando QRF.

**Tipos de Crudo:** Según las ARPEL, la clasificación según el ° API es la siguiente:

DENOMINACIÓN	° API
Crudo Liviano	Mayor a 30
Crudo Mediano	30 – 20
Crudo Pesado	20 – 10
Crudo Extra Pesado	Menor a 10

## EVALUACIÓN PLANEACIÓN ESTRATÉGICA 2004 - 2008

### OBJETIVO ESTRATÉGICO 1

#### DESCRIPCIÓN

Disminución en el 1.0% anual los costos operativos totales del SOTE, tomando como base el año 2004.

#### INDICADOR DE GESTIÓN

$$I1 = \left[ \left( \frac{COA_i}{COA_{2004}} - 1 \right) * 100 \right] \%$$

En donde:

COA\_i es el Costo Operativo Total del SOTE en el año de evaluación, expresado en dólares.

COA\_2004 es el Costo Operativo Total del SOTE en el año 2004 (referencia) e igual a \$ 131'757,108.

#### ESTRATEGIAS PLANTEADAS

Para el cumplimiento de este OBJETIVO ESTRATÉGICO de reducción de costos se plantearon las siguientes estrategias que serán evaluadas en los OBJETIVOS OPERATIVOS 1.1 a 1.4:

- 1.1. Actualización tecnológica para evitar costos por remediaciones
- 1.2. Disminución de inventarios para disminuir costos de depreciaciones
- 1.3. Política de austeridad, ahorro en costos por combustibles y energía
- 1.4. Disminución de costo por mano de obra, concretamente en horas extras

Como ya se indicó, el objetivo estratégico 1 es la disminución anual del 1% en el Costo Operativo Anual tomando como base el año 2004; esto es **ahorrar \$ 1'310,000 dólares anuales**, progresivamente hasta el año 2008.

En la Tabla No. A2-1 se establecen los rubros estimados o metas para alcanzar el ahorro planteado.

Rubro	Valor (\$/Año)	%	Objetivo Operativo
Ahorro en remediaciones ambientales	851,500	65.0 %	1.1
Disminución en depreciaciones	131,000	10.0 %	1.2
Ahorro de combustibles y energía	65,500	5.0 %	1.3
Ahorro en horas extras	262,000	20.0 %	1.4

Fuente: Gerencia de Oleoducto, Elaboró: El Autor.

**Tabla No. A2-1 Metas de ahorro en costos operativos**

## RESULTADOS DEL INDICADOR ESTRATÉGICO I1

AÑO	COA_i	I1 (Objetivo)	I1 (Real)
2004	131'757,108	-	-
2005	144'048,579	- 1.0 %	+ 9.3 %
2006 <sup>(*)</sup>	69'557,353	- 2.0 %	+ 5.6 %

Fuente: Gerencia de Oleoducto, Elaboró: El Autor.

**Tabla No. A2-2 Resultados Indicador Estratégico No. I1**

**Consecuentemente el cumplimiento de este objetivo estratégico es del 0%**

### Nota:

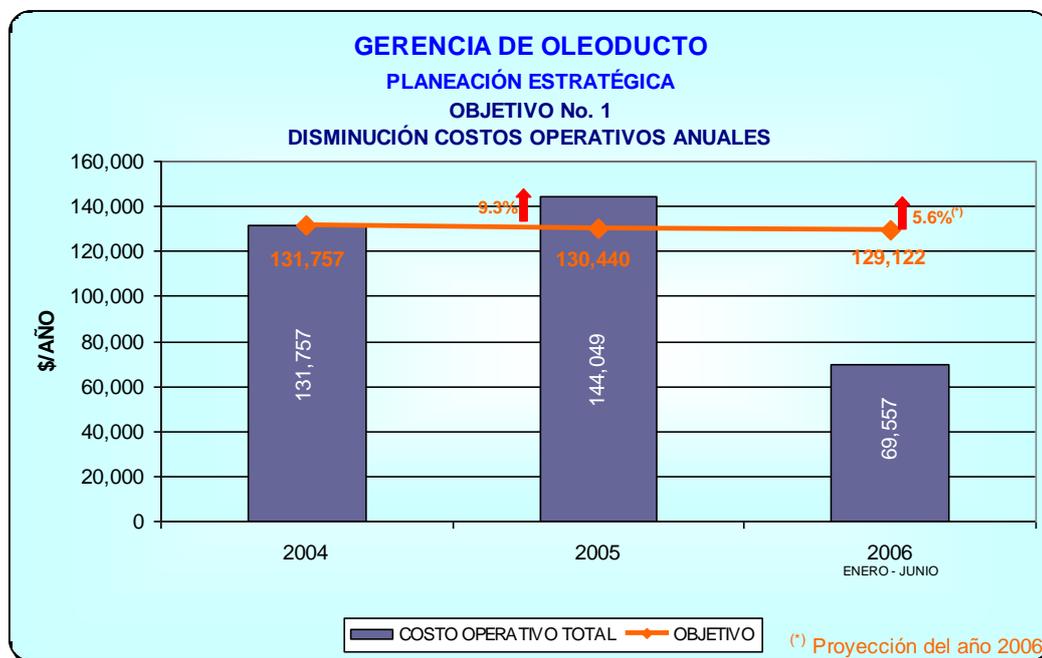
<sup>(\*)</sup> En la Tabla No. A2-2, para el año 2006 el COA corresponde al primer semestre y se proyectó este valor multiplicándolo por dos para estimar un valor anual y poder evaluar este indicador.

## INTERPRETACIÓN

En la Tabla No. A2.2 así como en la Figura No. A2-1 se puede observar que no se ha cumplido el objetivo planteado, por cuanto en el año 2005 se programó **DISMINUIR el 1 %** respecto al año 2004 en el Costo Operativo Anual y el resultado fue un **INCREMENTO del 9.3 %**.

En el presente año, se planteó una **DISMINUCIÓN del 2 %** respecto al año 2004 en el Costo Operativo Anual y el resultado fue un **INCREMENTO del 5.6%**.

## GRÁFICO DEL INDICADOR



Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

Figura No. A2-1 Disminución de costos operativos

## JUSTIFICACIÓN

Como se puede ver en la Tabla No. A2-3 y las Figuras No. A2-2 y A2-3, el COA de la Gerencia de Oleoducto tiene un crecimiento anual sostenido y como ya se indicó, en el año anterior fue del 9.3 %.

### PRESUPUESTO OPERATIVO

Cifras en miles de dólares

Concepto	Año	1999 <sup>(1)</sup>	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Var. 2005-2004 (%)
	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución		
<b>GASTOS PERSONAL</b>	3,686	3,327	5,769	7,249	7,173	7,172	10,622	32%	
<b>SERV. GENERALES</b>	1,553	3,362	5,102	7,707	7,873	6,503	7,099	8%	
<b>SERV. OPERACIÓN Y MANT.</b>	26,543	21,514	20,524	21,100	17,351	15,866	14,031	-13%	
<b>DEPRECIACIONES Y AMORT.</b>	17,987	45,641	55,705	55,969	57,006	86,392	89,891	4%	
<b>MATERIALES Y SUM.</b>	18,222	13,767	17,184	17,755	19,521	14,548	20,811	30%	
<b>IMPUESTOS CONT. Y GAST. FIN.</b>	4,255	1,901	2,089	1,878	1,695	1,277	1,595	20%	
<b>GASTO TOTAL</b>	<b>72,246</b>	<b>89,512</b>	<b>106,373</b>	<b>111,658</b>	<b>110,618</b>	<b>131,757</b>	<b>144,049</b>	<b>9%</b>	
<b>GASTO SIN DEPRECIACIONES</b>	<b>54,259</b>	<b>43,871</b>	<b>50,668</b>	<b>55,689</b>	<b>53,612</b>	<b>45,365</b>	<b>54,158</b>	<b>16%</b>	

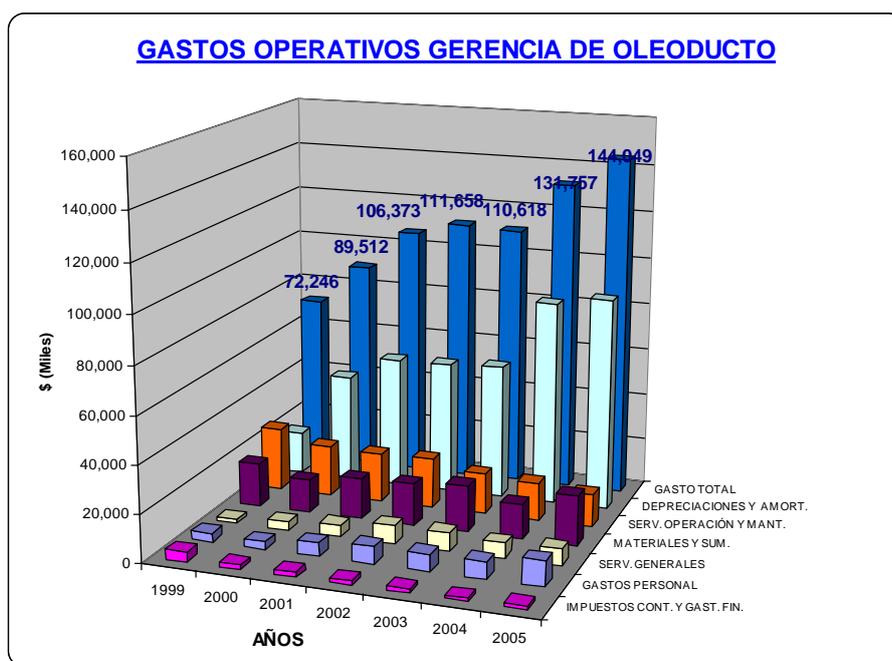
Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

Tabla No. A2-3 Ejecución del presupuesto de gastos operativos

Sin embargo del crecimiento anual en el costo total, podemos apreciar que el costo de "Servicios de operación y mantenimiento" disminuyó el 13% en el 2005.

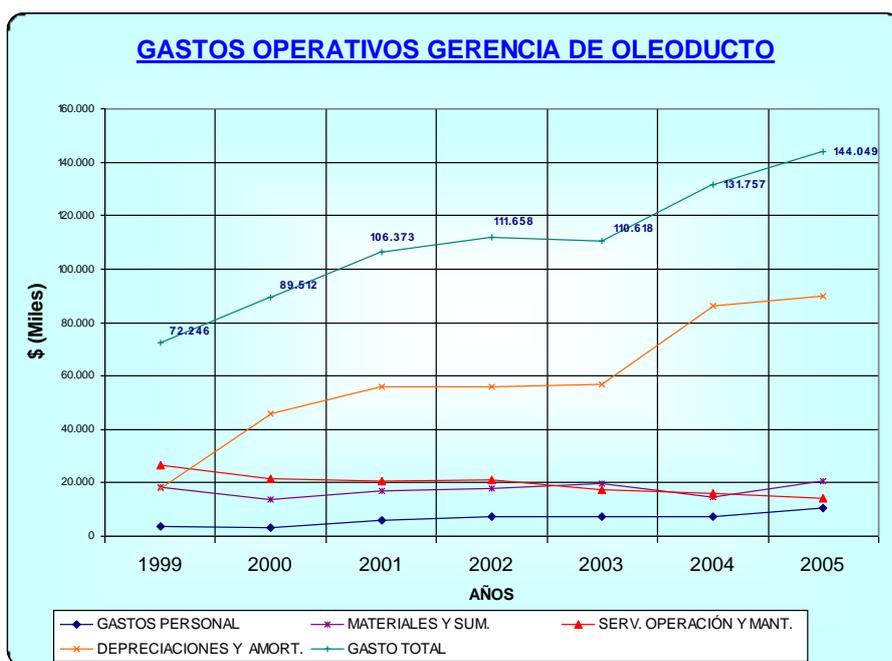
Este rubro es el más controlable y se nota que ha existido austeridad por esta disminución durante los últimos años.

En los objetivos operativos se planteó disminuir los costos específicamente en algunos rubros, y es en el análisis de esos objetivos en donde se justifica su grado de cumplimiento.



Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Figura No. A2-2 Detalle de los gastos operativos**



Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Figura No. A2-3 Tendencia de los gastos operativos**

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

El rubro más significativo del presupuesto es “Depreciaciones”, el mismo que corresponde al 62% del COA, por lo que se debe considerarlo y aplicar políticas para frenar su crecimiento.

Por cuanto el grado de cumplimiento del Objetivo Estratégico 1 no es satisfactorio, ya que en lugar de disminución hay incremento en el COA, recomiendo replantear el objetivo, buscar otras estrategias o cambiar las metas.

**Una alternativa a ser considerada si se replantea este objetivo puede ser que en lugar del COA (\$/Año), se evalúe el Costo Operativo (\$/Barril).**

Por cuanto la reducción de costos o mejora de la productividad es trascendental en el crecimiento de una empresa, se recomienda, llevar un mejor control de los gastos, implementar reportes **detallados** de ejecuciones principalmente de las siguientes cuentas del presupuesto:

- 28 Servicios contratados para operación,
- 29 Servicios contratados para mantenimiento,
- 40 Materiales para operación,
- 41 Materiales para mantenimiento,
- 42 Combustibles y lubricantes.

Igualmente se recomienda reportar la ejecución de los principales contratos, alertando excesos en órdenes de trabajo o sobre ejecuciones presupuestarias, se deberían considerar entre otros los siguientes contratos:

- Mantenimiento y Vigilancia (Cuerpo de Ingenieros del Ejército)
- Provisión de personal técnico y misceláneo intermediado (ETT)
- Transportes de personal y materiales o equipos (varios)
- Alimentación y limpieza de estaciones (DUMYS)
- Servicios marítimos (COOPSME)

- Lubricantes (Varios)

## OBJETIVO OPERATIVO 1.1

### DESCRIPCIÓN

Este objetivo está relacionado con la estrategia 1 para el cumplimiento del Objetivo Estratégico 1, consistente en **LA ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA** con la finalidad de **DISMINUIR LOS COSTOS POR REMEDIACIONES AMBIENTALES**.

Como actualización tecnológica se consideró la ejecución de los siguientes Proyectos de Inversión aprobados en el presupuesto de la Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR:

- Ampliación de SOTE Fase III
- Terminación de la instrumentación de las estaciones
- Adquisición y reposición de maquinaria y equipo
- Reemplazo de vehículos
- Sistema automático de mantenimiento

### INDICADOR DE GESTIÓN

$$I1.1 = \left[ \frac{\text{Ahorro por menos remediaciones ambientales}}{851,500} * 100 \right] (\%)$$

### RESULTADOS DEL INDICADOR OPERATIVO I1.1

AÑO	Costo de remediaciones (\$)	Ahorro Objetivo (\$)	Ahorro Real (\$)	I1.1
2004	0	-	-	
2005	7,872	851,500	- 7,872	- 0.92%
2006 <sup>(*)</sup>	0	851,500	-	

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

Tabla No. A2-4 Ahorro por remediaciones ambientales.

(\*) Para el año 2006, el costo de remediaciones ambientales corresponde al primer semestre.

**Consecuentemente el cumplimiento de este objetivo estratégico es del 0%**

En la Tabla No. A2-5 se detalla el avance en la ejecución física de los Proyectos de Inversión relacionados con este objetivo:

Proyecto de Inversión	Ejecución Física	
	2005	Jun – 2006
Ampliación del Oleoducto Fase III	62%	74%
Terminación de la instrumentación de las estaciones	56%	33%
Adquisición y reposición de maquinaria y equipo	67%	80%
Reemplazo de vehículos	33%	100%
Sistema automático de mantenimiento	76%	99%

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. A2-5 Proyectos de inversión relacionados con la prevención de la contaminación.**

## INTERPRETACIÓN

En el año 2004 (año de referencia) el costo de remediaciones ambientales es CERO, por lo que el objetivo de **disminuir** estos costos en \$ 851,500 no es aplicable.

Sin embargo, se han evaluado los costos de remediaciones ambientales y como se ve en el cuadro anterior, en los últimos años son mínimos, únicamente en el 2005 se gastó \$ 7,872, a pesar de que la actualización tecnológica no se ha concretado en su totalidad; por lo que en este año el Indicador de Gestión es - 0.92% siendo el objetivo 100% (se incrementan en lugar de disminuir los costos por remediaciones).

El hecho de no ejecutar los subproyectos del plan de inversiones relativos a la actualización tecnológica: instalación del sistema de detección de fugas (LDS), automatización de las válvulas de bloqueo, terminación del sistema SCADA no ha incidido en la disminución en los costos de remediación en el período analizado.

## JUSTIFICACIÓN

Durante el período analizado no se han producido siniestros como roturas de oleoducto que demanden recursos para remediaciones ambientales; la rotura del oleoducto del 11 de marzo de 2004 en el sector del río Jatuntinahua, entre las estaciones de Baeza y Papallacta, que suspendió las operaciones del SOTE por aproximadamente 15 días no provocó daños ambientales que ameriten remediar.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La estrategia de actualización tecnológica y la disminución de costos de remediaciones ambientales no están directamente relacionadas.

Por cuanto en el año de referencia (2004) no se registraron costos por remediaciones ambientales, el objetivo de disminuir costos no es aplicable.

**Se recomienda replantear este objetivo operativo de disminución de costos.**

### OBJETIVO OPERATIVO 1.2

#### DESCRIPCIÓN

Este objetivo está relacionado con la estrategia 2 para el cumplimiento del Objetivo Estratégico 1, consistente en **LA DISMINUCIÓN DE INVENTARIOS Y ACTIVOS FIJOS** con la finalidad de **DISMINUIR LOS COSTOS POR DEPRECIACIONES.**

#### INDICADOR DE GESTIÓN

$$I1.2 = \left[ \frac{\text{Disminución de depreciaciones}}{131,000} * 100 \right] (\%)$$

#### RESULTADOS DEL INDICADOR OPERATIVO I1.2

AÑO	Costo de Depreciaciones (\$)	Ahorro Objetivo (\$)	Ahorro Real (\$)	I1.2
2004	86'392,352	-	-	
2005	89'890,519	131,000	-3'629,167	- 2,570.4%
2006 <sup>(*)</sup>	44'918,533	262,00	-3'707,714	- 2,529.6%

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

Tabla No. A2-6 Ahorro por depreciaciones

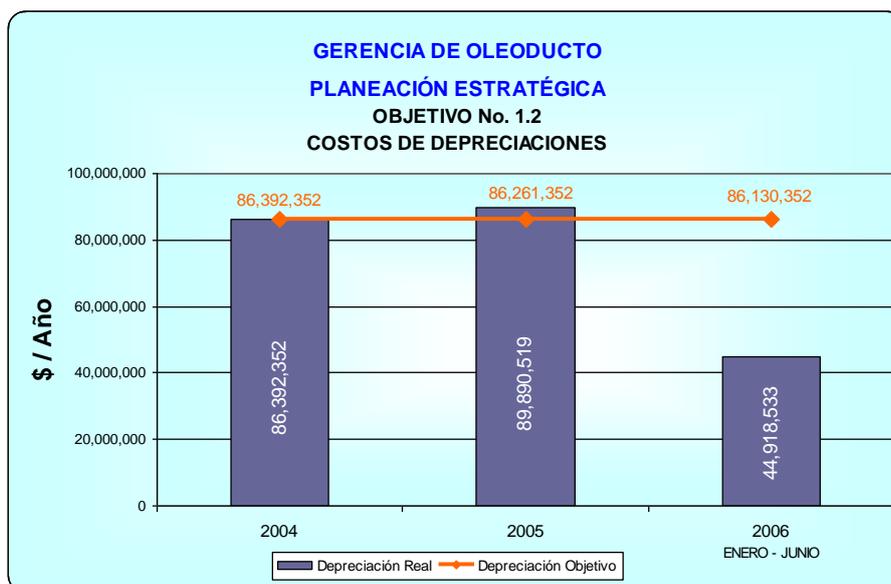
(\*) Para el año 2006, el Costo de Depreciaciones corresponde al primer semestre y se proyectó este valor multiplicándolo por dos para estimar un valor anual y poder evaluar este indicador.

**Consecuentemente el cumplimiento de este objetivo estratégico es del 0%**

## INTERPRETACIÓN

Como se puede ver en la Figura No. A2-4 y en la Tabla No. A2-6, no se han disminuido los costos de las depreciaciones, al contrario, en el año 2005 se incrementó en \$ 3'629,167 y para el año 2006 se espera un incremento de \$ 3'707,714 respecto al año 2004; consecuentemente la disminución en \$ 131,000 anuales no es posible.

## GRÁFICO DEL INDICADOR



Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

Figura No. A2-4 Ahorro de depreciaciones

## JUSTIFICACIÓN

Para poder disminuir las depreciaciones es necesario disminuir los inventarios y el activo fijo en valores significativos, lo cual no es posible actualmente en el SOTE.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El costo de depreciaciones es el principal rubro del Costo Operativo Anual, valor que tiende a subir por las inversiones que se están ejecutando en estos años y por lo tanto se **recomienda que se reformule este objetivo operativo.**

## OBJETIVO OPERATIVO 1.3

### DESCRIPCIÓN

Este objetivo está relacionado con la estrategia 3 para el cumplimiento del Objetivo Estratégico 1, consistente en **LA POLÍTICA DE AUSTERIDAD Y CONSEGUIR UN AHORRO EN LOS COSTOS DE COMBUSTIBLES Y ENERGÍA.**

### INDICADOR DE GESTIÓN

$$I1.3 = \left[ \frac{\text{Disminución en combustibles y energía}}{65,000} * 100 \right] (\%)$$

### RESULTADOS DEL INDICADOR OPERATIVO I1.3

AÑO	Gasto en Combustibles y Energía	Ahorro Objetivo (\$)	Ahorro Real (\$)	I1.3
2004	1,430,764	-	-	
2005	1,377,364	65,000	53,400	82,2 %
2006 <sup>(*)</sup>	1,092,194	130,000	338,570	260.4 %

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

Tabla No. A2-7 Ahorro en gastos de combustibles

(\*) Para el año 2006, el Gasto en Combustibles y Energía corresponde al primer semestre y se proyectó este valor multiplicándolo por dos para estimar un valor anual y poder evaluar este indicador.

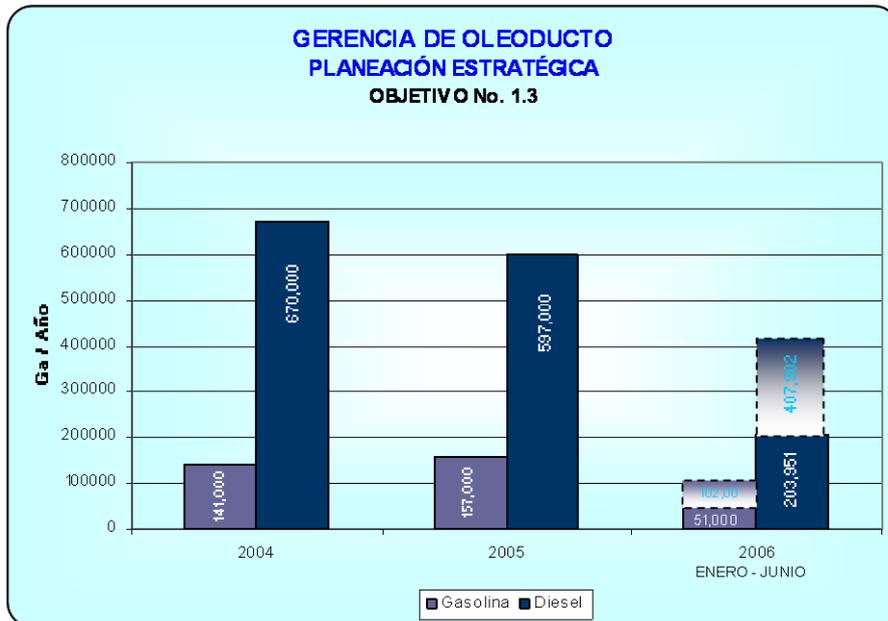
**Es el único objetivo operativo del objetivo estratégico No. 1 que se ha cumplido satisfactoriamente, 82.20% en el año 2005 y 260.60% en el año 2006, con un promedio de 171.30%.**

### INTERPRETACIÓN

Como se puede ver en las Figuras No. A2-5 a No. A2-9 y la Tabla No. A2-7, se han disminuido los costos del consumo de energía y combustibles.

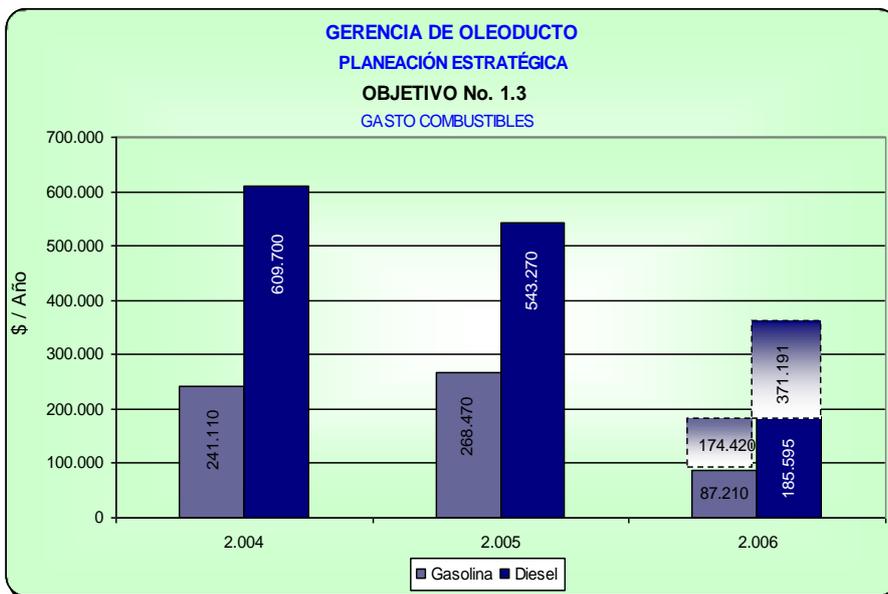
Se disminuyó de \$ 1'430,764 del año 2004 a \$1'377,364 del año 2005; y a 1'092,194 del año 2006.

**GRÁFICOS**



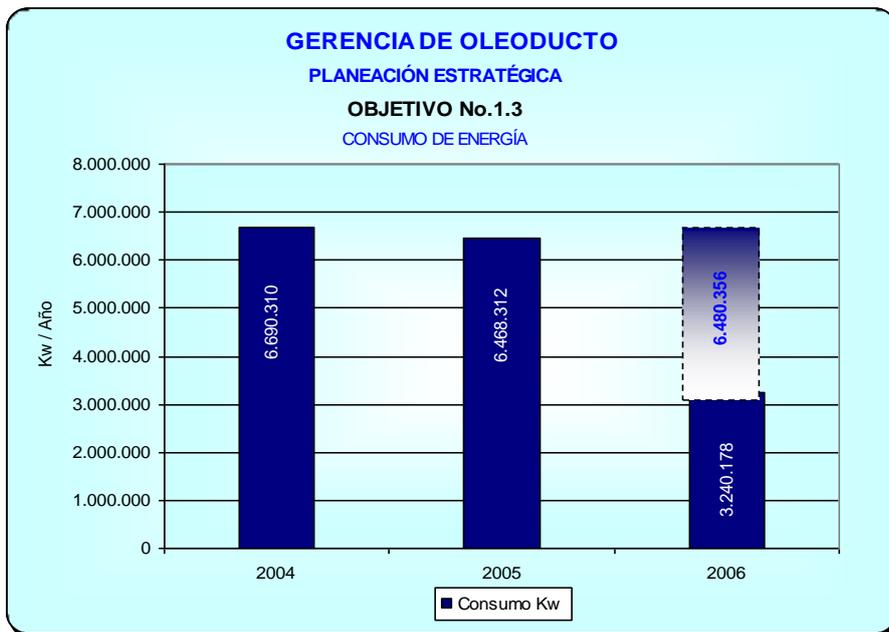
Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Figura No. A2-5 Consumo de gasolina y diesel**



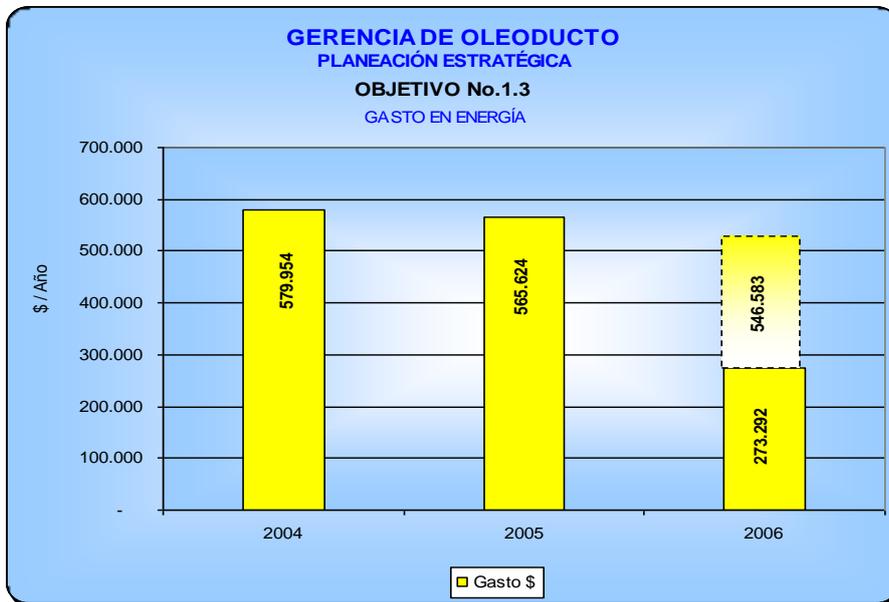
Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Figura No. A2-6 Gasto en gasolina y diesel**



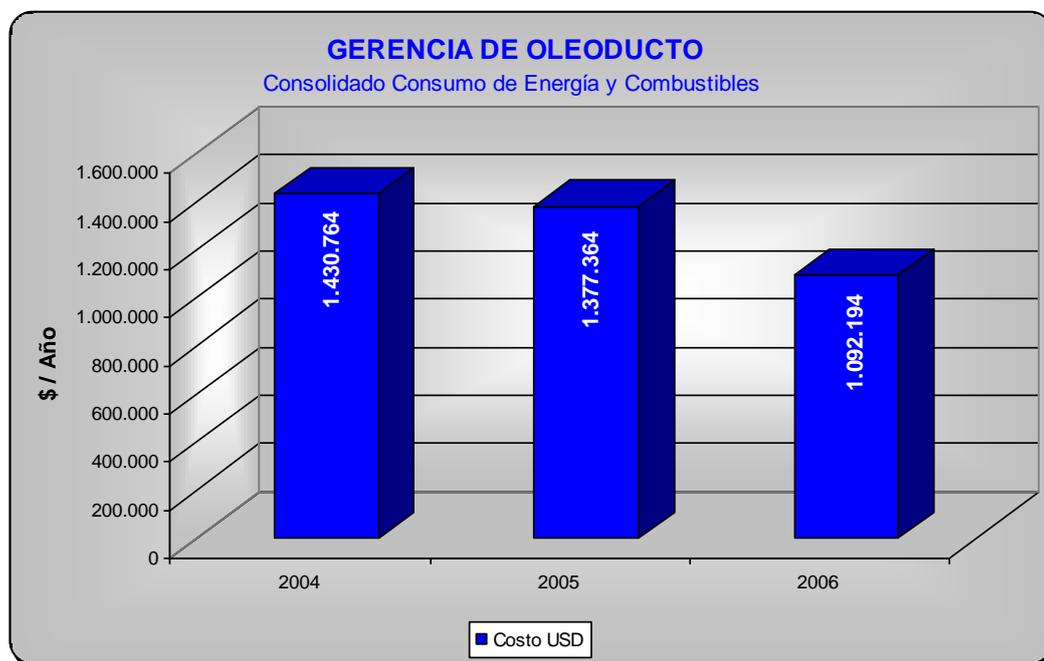
Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Figura No. A2-7 Consumo de energía eléctrica**



Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Figura No. A2-8 Gasto en energía eléctrica**



Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Figura No. A2-9 Consolidado de consumo de combustibles y energía eléctrica**

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este objetivo ha sido cumplido, sin embargo, se recomienda que el seguimiento a estos rubros sea mayor, y se **implemente un procedimiento de reporte de consumos de combustibles en todo el SOTE así como de consumo de energía eléctrica, tanto generada por nuestros equipos electrógenos, así como la tomada del sistema nacional interconectado.**

### OBJETIVO OPERATIVO 1.4

#### DESCRIPCIÓN

Este objetivo está relacionado con la estrategia 4 para el cumplimiento del Objetivo Estratégico 1, consistente en **REDUCIR PAGOS POR HORAS EXTRAS, ESPECIALMENTE EN EQUIPOS.**

#### INDICADOR DE GESTIÓN

$$I1.4 = \left[ \frac{\text{Ahorro por menos horas extras}}{262,000} * 100 \right] (\%)$$

## RESULTADOS DEL INDICADOR OPERATIVO I1.4

AÑO	Pago Horas Extras (\$)	Ahorro Objetivo (\$)	Ahorro Real (\$)	I1.4
2004	683,360	-	-	
2005	749,788	262,000	- 66,428	-25%
2006 <sup>(*)</sup>	407,975	524,00	-132,590	-25 %

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. A2-8 Ahorro por pago de horas extras al personal.**

(\*) Para el año 2006, el valor por pago de Horas Extras corresponde al primer semestre y se proyectó este valor multiplicándolo por dos para estimar un valor anual y poder evaluar este indicador.

**Consecuentemente el cumplimiento de este objetivo estratégico es del 0%**

### INTERPRETACIÓN

Como se puede ver en la Tabla No. A2-8, el objetivo operativo de la disminución del 1% anual en el pago por horas extras del personal de roles de la Gerencia de Oleoducto no se ha podido cumplir, por el contrario **se han incrementado el 25% anual.**

### JUSTIFICACIÓN

Se debe considerar que los incrementos salariales han dificultado el cumplimiento de este objetivo.

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Por cuanto los incrementos salariales no están bajo el control de la Gerencia de Oleoducto (por formar parte de PETROECUADOR Matriz), **se recomienda replantear este objetivo.**

### OBJETIVO ESTRATÉGICO 2

#### DESCRIPCIÓN

Operación del oleoducto preservando el ambiente, con mantenimiento preventivo de las instalaciones y certificados con la norma ISO 14001.

## INDICADOR DE GESTIÓN

$$I2 = \left[ \frac{(\text{Indicador Obj. 2.1}) + (\text{Indicador Obj. 2.2})}{2} \right]$$

En donde:

“Indicador Obj. 2.1” corresponde al valor del Objetivo Operativo No. 2.1,

“Indicador Obj. 2.2” corresponde al valor del Objetivo Operativo No. 2.2.

## ESTRATEGIAS PLANTEADAS

Para el cumplimiento de este OBJETIVO ESTRATÉGICO de protección del ambiente se plantearon las siguientes estrategias que serán evaluadas en los OBJETIVOS OPERATIVOS 2.1 y 2.2:

- 2.1. Certificar con la norma ambiental ISO 14001 a todas las instalaciones del SOTE; parte importante de ello es la ejecución de Monitoreos y Auditorías Ambientales así como sus recomendaciones.
- 2.2. Mantenimiento preventivo de las instalaciones del SOTE (línea)

## RESULTADOS DEL INDICADOR ESTRATÉGICO I2

AÑO	I2 (Objetivo)	I2 (Real)
2004	-	-
2005	23.5 %	8.93 %
2006 <sup>(*)</sup>	49.5 %	14.83 %
2007	73.0 %	-
2008	100.0 %	-

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. A2-9 Resultados del Indicador Estratégico I2**

### Nota:

<sup>(\*)</sup> Para el año 2006, se evalúa (I2 Real) hasta el mes de junio.

Al ser la meta menos del 100%, se pueden transformar proporcionalmente los resultados para ajustarlos a una meta del 100%, en cuyo caso **el cumplimiento es de: 38.00% en el año 2005 y 29.96% en el año 2006, dando un promedio de 33.98%.**

## INTERPRETACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

Como se puede apreciar en la Tabla No. A2-9, el grado de cumplimiento alcanzado (8.95% de 23.5% y 14.83% de 49.5%) es bajo; esto se debe a la no certificación de las instalaciones del SOTE con la Norma ISO 14001 y la no realización de dos actividades programadas de mantenimiento preventivo de la línea del SOTE, las que se explican en los justificativos de los Objetivos Operativos 2.1 y 2.2.

## CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN.

El grado de cumplimiento de este objetivo de carácter ambiental es bajo, por lo que se recomienda ejecutar las actividades programadas, especialmente **certificar todas las instalaciones del SOTE** y reprogramar las actividades de mantenimiento preventivo de la línea a ser evaluadas.

### OBJETIVO OPERATIVO 2.1

#### DESCRIPCIÓN

Este objetivo está relacionado con la estrategia 1 para el cumplimiento del Objetivo Estratégico 2, consistente en **CERTIFICAR CON LA NORMA ISO 14001 A TODAS LAS INSTALACIONES DEL SOTE.**

Se programó certificar con la norma ambiental ISO 14001 a las estaciones y campamentos del SOTE, como se detalla en la Tabla No. A2-10:

No.	Sitio	Plazo máximo para Certificación
1	Estación de Bombeo Lago Agrio	Ene – 2005
2	Estación de Bombeo Lumbaqui	Jun – 2005
3	Estación de Bombeo El Salado	Feb – 2005
4	Estación de Bombeo Baeza	Jun – 2005
5	Estación de Bombeo Papallacta	Feb – 2005
6	Estación Reductora San Juan	Dic – 2005
7	Estación Reductora Chiriboga	Dic – 2005
8	Estación Reductora La Palma	Dic – 2005
9	Estación Reductora Santo Domingo	Dic – 2005

10	Estación de Bombeo Quinindé	Ene – 2005
11	Terminal Marítimo de Balao	Ene – 2005
12	Campamento Guajaló	Feb – 2005
13	Campamento Santo Domingo	Dic – 2005
14	Campamentos El Chaco y Santa Rosa	Dic – 2005

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. A2-10 Metas para certificación de las instalaciones del SOTE con la norma ISO 14001**

### INDICADOR DE GESTIÓN

$$I2.1 = \sum_{i=2005}^{2008} \left[ \frac{\text{Sitios certificados con ISO 14001}}{14} * 25 \right]_i (\%)$$

### RESULTADOS DEL INDICADOR OPERATIVO I2.1

AÑO	Sitios Certificados	Objetivo	I2.1
2005	(3 Sitios)  Terminal Marítimo de Balao  Estación de Bombeo Lago Agrio  Estación de Bombeo Quinindé	25%	5.36 %
2006 <sup>(*)</sup>	(1 Sitio)  Terminal Marítimo de Balao	50%	7.15 %

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. A2-11 Certificaciones mediante la norma ISO 14001**

(\*) El año 2006 se evalúa a junio; **Las Estación de Bombeo de Lago Agrio y Quinindé ya no están certificadas** con la Norma ISO 14001.

Al ser la meta menos del 100%, se pueden transformar proporcionalmente los resultados para ajustarlos a una meta del 100%, en cuyo caso **el cumplimiento es de: 21.44% en el año 2005 y 14.30% en el año 2006, con un promedio de 17.87%.**

En la Tabla No. A2-12 se detalla el avance de implantación y certificación de la Norma ISO 14001 en los diferentes sitios del SOTE, cuyo avance promedio a la fecha es del 64%.

Sitio del SOTE		Estado de la implantación y certificación ISO 14001	Porcentaje de implantación y certificación
Estaciones de bombeo	Lago Agrio	Caducó la certificación; en proceso nueva certificación	80%
	Lumbaqui	Implantación descontinuada	40%
	El Salado	Certificación en proceso	90%
	Baeza	Implantación descontinuada	40%
	Papallacta	Certificación en proceso	90%
	Quinindé	Caducó la certificación; en proceso nueva certificación	95%
Estaciones reductoras de presión	San Juan	Certificación en proceso	70%
	Chiriboga	Certificación en proceso	70%
	La Palma	Certificación en proceso	70%
	Santo Domingo	Certificación en proceso	70%
Campamentos	El Chaco y Santa Rosa	Certificación en proceso	40%
	Guajaló	Implantación descontinuada	40%
	Santo Domingo	No se está implantando	0%
Terminal Marítimo de Balao		Se recertificó en diciembre de 2005, vigente hasta diciembre de 2008	100%
TOTAL			64%

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. A2-12 Estado de las certificaciones con la norma ISO 14001**

## INTERPRETACIÓN

Como se ve en la Tabla No. A2-12, la implementación del SGA en las instalaciones del SOTE está avanzando, excepto en los sitios que en la tabla están coloreados, en donde no se está tramitando la implementación y certificación del SGA; esto es en los campamentos Santo Domingo y Guajaló, así como en las estaciones de bombeo de Lumbaqui y Baeza.

El Indicador I2.1 en el año 2005 era de 5.35 % de un valor objetivo de 25% y en el 2006 bajó, alcanzándose únicamente 7.15% pero de un valor objetivo de 50%, por cuanto las estaciones de bombeo de Lago Agrio y Quinindé en 2005 sí estaban certificadas con la norma ISO 14001, pero a junio de 2006 ya caducó la certificación y no se han recertificado.

Es de destacar que en el Terminal Marítimo de Balao si recertificaron su SGA y estará vigente hasta diciembre de 2008.

## JUSTIFICACIÓN

La demora en la mayoría de sitios es por la ejecución de proyectos ambientales previos a la certificación, los mismos que son en su mayoría para levantar No conformidades o cumplir Recomendaciones de Auditorías Ambientales y con ello cumplir con lo establecido en el RAOHE.

En el caso concreto del campamento de Guajaló, se está cumpliendo con las recomendaciones de la Auditoría Municipal conforme la Ordenanza 146.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

No se cumplió la meta de certificar todos los sitios del SOTE con la Norma ISO 14001 hasta diciembre de 2005.

A junio de 2006 está certificado únicamente el Terminal Marítimo de Balao.

En los otros dos sitios que antes ya estaban certificados (Estaciones de Lago Agrio y Quinindé) caducó la certificación.

En general el grado de cumplimiento de este objetivo es bajo.

**Se recomienda no descuidar la implementación y certificación de todos los sitios del SOTE conforme lo programado.**

## OBJETIVO OPERATIVO 2.2

### DESCRIPCIÓN

Este objetivo está relacionado con la estrategia 2 para el cumplimiento del Objetivo Estratégico 2, consistente en **CUMPLIR CON UNA PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS INSTALACIONES DEL SOTE**, con lo cual se previene la contaminación ambiental.

Se programaron las siguientes actividades:

- ❖ Mantenimiento válvulas de seccionamiento de la línea,
- ❖ Aliviar tensiones en la tubería,
- ❖ Recorrido anual de protección catódica,
- ❖ Reparaciones recomendadas por la inspección interna de la tubería y
- ❖ Enterrado de la tubería aérea.

En la Tabla No. A2-13 se detallan las metas y el programa de cumplimiento de cada una de estas actividades:

ACTIVIDAD	AÑO	META	% ASIGNADO
<b>Mantenimiento válvulas de seccionamiento</b>	2005	- Una válvula	2%
	2006	- Cuatro válvulas	7%
	2007	- Cuatro válvulas	7%
	2008	- Dos válvulas	4%
	<b>TOTAL ASIGNADO</b>		
<b>Aliviar tensiones en la tubería</b>	2005	- Km 282 (Las Lagunas)	5%
	2006	- Según sea necesario	5%
	2007	- Según sea necesario	5%
	2008	- Según sea necesario	5%
	<b>TOTAL ASIGNADO</b>		

<b>Recorrido anual de protección catódica</b>	2005	- Hasta junio	5%
	2006	- Hasta junio	5%
	2007	- Hasta junio	5%
	2008	- Hasta junio	5%
	<b>TOTAL ASIGNADO</b>		<b>20%</b>
<b>Reparaciones recomendadas por la inspección interna de la tubería</b>	2005	- Reparación defectos tipo 1 y 2: 100% - Reparación defectos tipo 3: 25%	5%
	2006	- Reparación defectos tipo 3: 100%	5%
	2007	- Reparación 100% defectos críticos Detectados	5%
	2008	- Reparación 100% defectos críticos Detectados	5%
	<b>TOTAL ASIGNADO</b>		<b>20%</b>
<b>Enterrado tubería aérea</b>	2005	- Tramo Lago Agrio – Lumbaqui	5%
	2006	- Tramo programado	5%
	2007	- Tramo programado	5%
	2008	- Tramo programado	5%
	<b>TOTAL ASIGNADO</b>		<b>20%</b>

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. A2-13 Metas de mantenimiento preventivo de la línea del SOTE**

## INDICADOR DE GESTIÓN

$$I2.2 = \sum_{i=2005}^{2008} \left[ \frac{\text{Peso asignado a cada actividad ejecutada}}{\text{actividad ejecutada}} \right]_i (\%)$$

## RESULTADOS DEL INDICADOR OPERATIVO I2.2

AÑO	ACTIVIDAD	CUMPLIMIENTO I2.2	
		Objetivo	Real
2005	Mantenimiento válvulas de seccionamiento	2%	0%
	Aliviar tensiones en la tubería	5%	0%
	Recorrido anual de protección catódica	5%	5%
	Reparaciones recomendadas por la inspección interna de la tubería	5%	5%
	Enterrado de la tubería aérea	5%	2.5%
	<b>TOTAL 2005</b>	<b>22%</b>	<b>12.5%</b>
2006 <sup>(*)</sup>	Mantenimiento válvulas de seccionamiento	7%	0%
	Aliviar tensiones en la tubería	5%	0%
	Recorrido anual de protección catódica	5%	2.5%
	Reparaciones recomendadas por la inspección interna de la tubería	5%	5%
	Enterrado de la tubería aérea	5%	2.5%
	<b>TOTAL 2006</b>	<b>27%</b>	<b>10.0%</b>
	<b>TOTAL ACUMULADO AL 2006<sup>(**)</sup></b>	<b>49%</b>	<b>22.5%</b>

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. A2-14 Resultados del programa de mantenimiento preventivo.**

### Notas:

(\*) El año 2006 se evalúa hasta junio.

(\*\*) Se evalúa el porcentaje acumulado.

Al ser la meta menos del 100%, se pueden transformar proporcionalmente los resultados para ajustarlos a una meta del 100%, en cuyo caso **el cumplimiento es de: 56.82% en el año 2005 y 37.04% en el año 2006, dando el promedio de 46.93%.**

## INTERPRETACIÓN

Como se puede apreciar en la Tabla No. A2-14, la reparación de las válvulas de seccionamiento y el alivio de tensiones en la tubería no se ejecutó en los años 2005 y 2006, en los otros rubros, la actividad de la Superintendencia de Mantenimiento ha cumplido y por ello en esos rubros si se logra porcentajes de ejecución.

## JUSTIFICACIÓN

Para el mantenimiento de las válvulas de seccionamiento no se contó con las válvulas nuevas necesarias, por cuanto la importación de las mismas se declaró desierto y está actualmente otro concurso en trámite.

No se ejecutaron los operativos de alivio de tensiones, por reconsideraciones técnicas.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El mantenimiento general de línea del SOTE que coadyuva con la protección del ambiente o previene la contaminación ambiental se lo ha ejecutado con toda normalidad y sin descuidar ninguna actividad. Sin embargo, las actividades de mantenimiento de válvulas de seccionamiento y alivio de tensiones en la línea no se ejecutaron por las razones expuestas en la justificación.

**Se recomienda replantear las actividades de mantenimiento de la línea del SOTE que serán evaluadas en este objetivo de carácter ambiental.**

## OBJETIVO ESTRATÉGICO 3

### DESCRIPCIÓN

Mantener la **Disponibilidad del sistema de transporte**, es decir mantener operativo el SOTE, independientemente de los volúmenes de crudo recibido para transporte o entregado a refinerías y embarques.

### INDICADOR DE GESTIÓN

$$I3 = \left[ \frac{\text{Disponibilidad Actual}}{\text{Disponibilidad Objetivo}} * 100 \right] (\%)$$

En donde la Disponibilidad se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Disponibilidad} = \left[ \frac{(24 * X) - (\text{Horas que no está disponible el sistema de transporte})}{24 * X} * 100 \right] (\%)$$

En donde X es el número de días del período.

## ESTRATEGIAS PLANTEADAS

Para el cumplimiento de este OBJETIVO ESTRATÉGICO de **mantener operativo el sistema de transporte** se plantearon las siguientes estrategias que serán evaluadas en los OBJETIVOS OPERATIVOS 3.1 a 3.3:

- 3.1. Actualización tecnológica ejecutando Proyectos de Inversión.
- 3.2. Mantenimiento preventivo de las instalaciones del SOTE
- 3.3. Análisis de riesgos que afecten a la operatividad del sistema de transporte.

En la Tabla No. A2-15 se indica la base para el cálculo de los respectivos indicadores operativos:

Indicador	Descripción	Horas anuales de No Disponibilidad de SOTE
3.1	Horas de no Disponibilidad atribuidas a no actualización tecnológica	7.2
3.2	Horas de no Disponibilidad atribuidas a no mantenimiento preventivo	9.0
3.3	Horas de no Disponibilidad atribuidas al riesgo	1.2

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. A2-15 Base para el cálculo de la disponibilidad del SOTE**

## RESULTADOS DEL INDICADOR ESTRATÉGICO I3

AÑO	I3 (Objetivo)	I3 (Real)
2004	98.5 %	-
2005	98.7 %	98.64%
2006 <sup>(*)</sup>	98.9 %	99.09%
2007	99.1 %	
2008	99.3 %	

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. A2-16 Indicador de Disponibilidad del SOTE.**

### Nota:

(\*) Para el año 2006, se evalúa (I3 Real) hasta el mes de junio.

Los resultados del Indicador Estratégico I3 se sacaron de los datos siguientes

#### Año 2005

Parada por mantenimiento: 41.2 horas  
Parada por otros motivos: 77.6 horas

#### Año 2006 (enero – junio)

Parada por mantenimiento: 17.4 horas  
Parada por otros motivos: 21.9 horas

Al ser la meta menos del 100%, se pueden transformar proporcionalmente los resultados para ajustarlos a una meta del 100%, en cuyo caso **el cumplimiento es de: 99.94% en el año 2005 y 100.19% en el año 2006, con un promedio de cumplimiento del 100.07%.**

## INTERPRETACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

Como se puede ver en los datos de disponibilidad del SOTE, los valores son aceptables, por cuanto todas las actividades operativas y administrativas programadas, directamente relacionadas, se han cumplido en alto grado y por ello es que el sistema de transporte está siempre disponible, las 24 horas de todos los días del año, exceptuando tiempos no significativos, lo cual ha permitido en transportar todo el crudo recibido de las compañías productoras.

**Las paradas de oleoducto por bajo stock en Lago Agrio, alto stock en Balao y paro provincial, no se contabilizan en este indicador por cuanto esos eventos no dependen de la Gerencia de Oleoducto y en esos tiempos el SOTE si está disponible.**

## CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN

**Considerando los buenos resultados, se recomienda continuar ejecutando las actividades tanto operativas como administrativas, óptimamente, para no disminuir la disponibilidad del sistema de transporte.**

### OBJETIVO OPERATIVO 3.1

#### DESCRIPCIÓN

Este objetivo está relacionado con la estrategia 1 para el cumplimiento del Objetivo Estratégico 3, consistente en **LA ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA** con la finalidad de **MANTENER LA OPERATIVIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE (DISPONIBILIDAD)**.

Como actualización tecnológica para este objetivo operativo se consideró la ejecución de los siguientes Proyectos de Inversión aprobados en el presupuesto de la Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR:

- Ampliación de SOTE Fase III,
- Terminación de la instrumentación de las estaciones,
- Adquisición y reposición de maquinaria y equipo,
- Adecuación sistemas contra incendios,
- Sistema automático de mantenimiento,
- Mejoramiento sistemas de telecomunicaciones,
- Reacondicionamiento de las Instalaciones del SOTE.

#### INDICADOR DE GESTIÓN

$$I3.1 = \left[ \frac{\text{Horas de parada disminuidas por mejora tecnológica}}{7.2} * 100 \right] (\%)$$

#### RESULTADOS DEL INDICADOR OPERATIVO I3.1

Por cuanto las horas de parada disminuidas por mejora tecnológica no ha sido posible determinar objetivamente, este indicador no se ha podido evaluar, sin embargo en la Tabla No. A2-17 se detalla el avance en la ejecución física de los Proyectos de Inversión relacionados con este objetivo.

Proyecto de Inversión	Ejecución Física	
	2005	Jun – 2006
Ampliación del Oleoducto Fase III	62%	74%
Terminación de la instrumentación de las estaciones	56%	33%
Adquisición y reposición de maquinaria y equipo	67%	80%
Adecuación sistemas contra incendios	10%	18%
Sistema automático de mantenimiento	76%	99%
Mejoramiento sistema telecomunicaciones	76%	80%
Reacondicionamiento de las instalaciones del SOTE	31%	38%

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. A2-17 Evaluación ejecución proyectos de mejora tecnológica**

Se ha calculado el avance de los proyectos de inversión de actualización tecnológica y se ha logrado un promedio de **54.0% en el 2005 y 60.29% en el 2006, con un promedio de 57.14%**, valores que pueden considerarse en la evaluación de este objetivo.

## JUSTIFICACIÓN

En la Tabla No. A2-17 se observan bajos avances físicos de algunos proyectos de inversión, lo cual se debe a la gran cantidad de trámites administrativos que se deben ejecutar para concretar contrataciones.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La disponibilidad del SOTE es alta, pero los proyectos de inversión relacionados con una mejora tecnológica para incrementar este índice no se han ejecutado satisfactoriamente, por lo que se recomienda replantear el Objetivo operativo y/o replantear su Indicador de Gestión, por cuanto no se pudo evaluarlo.

## OBJETIVO OPERATIVO 3.2

### DESCRIPCIÓN

Este objetivo está relacionado con la estrategia 2 para el cumplimiento del Objetivo Estratégico 3, consistente en **CUMPLIR CON UNA PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS INSTALACIONES DEL SOTE**, con lo cual se previene las paradas de oleoducto y se aumenta la Disponibilidad del sistema de transporte.

Se programaron las siguientes actividades:

- ❖ Mantenimiento válvulas de seccionamiento de la línea,
- ❖ Aliviar tensiones en la tubería,
- ❖ Recorrido anual de protección catódica,
- ❖ Reparaciones recomendadas por la inspección interna de la tubería y
- ❖ Certificación mediante la norma ISO 9001 a los procesos de:
  - Provisión de obras, bienes y servicios para las áreas operativas y administrativas del SOTE,
  - Servicios de mantenimiento de línea,
  - Servicio de telecomunicaciones.

El cronograma de cumplimiento para las primeras cuatro actividades ya se indicó en el Objetivo Operativo No. 2.2; en la Tabla No. A2-18 se detallan las metas y el programa de cumplimiento para la quinta actividad (Certificación mediante la **norma ISO 9001** a los procesos de: Provisión de obras, bienes y servicios para las áreas operativas y administrativas del SOTE, servicios de mantenimiento de línea y servicio de telecomunicaciones).

ACTIVIDAD	AÑO	META
<b>Certificación con la Norma ISO 9001</b>	2004	- Proceso de implantación
	2005	- Adaptabilidad y fortalecimiento del sistema
	2006	- Certificación y mantenimiento del sistema
	2007	- Mantenimiento (mejora continua) del sistema
	2008	- Mantenimiento (mejora continua) del sistema

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. A2-18 Metas para el proceso de implementación de la norma ISO 9001**

## INDICADOR DE GESTIÓN

$$I3.2 = \left[ \frac{\text{Horas de parada disminuidas por mantenimiento preventivo}}{9} * 100 \right] (\%)$$

### RESULTADOS DEL INDICADOR OPERATIVO I3.2

Durante los años 2005 y 2006 el SOTE no ha paralizado sus operaciones por falta de mantenimiento preventivo de la línea, por lo cual el indicador I3.2 se podría considerar cumplido al 100%.

Sin embargo, adicionalmente se evalúa (Tabla No. A2-19) el grado de cumplimiento de la quinta actividad programada que fue la **certificación mediante la Norma ISO 9001 a los procesos de adquisición de bienes, obras y servicios; proceso de mantenimiento de línea y proceso de telecomunicaciones.**

Consecuentemente, al evaluar el grado de cumplimiento de la certificación ISO 9001 y el mantenimiento preventivo se puede concluir que en este objetivos, las actividades programadas se han cumplido en el **43.41% y 18.52%, en los años 2005 y 2006 respectivamente, con un promedio de 30.96%**, valores que pueden considerarse en la evaluación de este objetivo.

ACTIVIDAD	AÑO	META	CUMP.
Certificación con la Norma ISO 9001	2004	- Proceso de implantación	90%
	2005	- Adaptabilidad y fortalecimiento del sistema	30%
	2006	- Certificación y mantenimiento del sistema	0%
	2007	- Mantenimiento (mejora continua) del sistema	
	2008	- Mantenimiento (mejora continua) del sistema	

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Tabla No. A2-19 Evaluación cumplimiento implementación norma ISO 9001**

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La Disponibilidad del sistema de transporte no ha disminuido en los años 2005 y 2006 por falta de mantenimiento preventivo de la línea. **Se recomienda analizar las actividades específicas del mantenimiento preventivo que se evaluarán y también la posibilidad de retomar la certificación de los procesos mencionados con la norma ISO 9001 o replantear las actividades.**

### OBJETIVO OPERATIVO 3.3

#### DESCRIPCIÓN

Este objetivo está relacionado con la estrategia 3 para el cumplimiento del Objetivo Estratégico 3, consistente en **REALIZAR EL ANÁLISIS DE RIESGOS DE LA INFRAESTRUCTURA DEL SOTE Y EJECUTAR RECOMENDACIONES PARA MITIGAR, DISMINUIR O ELIMINAR EL RIESGO**, con lo cual se previenen paradas de la operación del SOTE, incrementándose la Disponibilidad del sistema de transporte.

#### INDICADOR DE GESTIÓN

$$I3.3 = \left[ \frac{\text{Horas de parada disminuidas por menor riesgo}}{1.2} * 100 \right] (\%)$$

### RESULTADOS DEL INDICADOR OPERATIVO I3.3

Igual que en el Objetivo Operativo 3.2, en vista que por riesgos en la infraestructura no se ha disminuido la Disponibilidad del sistema de transporte, se considera que **este indicador alcanza el 100%**.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

**Se recomienda finalizar los estudios de riesgos de la infraestructura del SOTE coordinados por la DINAPA<sup>77</sup> y en los que ha participado la Unidad de Protección Ambiental y Seguridad Industrial.**

### OBJETIVO ESTRATÉGICO 4

#### DESCRIPCIÓN

Garantizar la **Calidad** del crudo entregado a las Refinería de Esmeraldas (REE) y Refinería la Libertad (RLL).

<sup>77</sup> DINAPA: Dirección Nacional de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

## INDICADOR DE GESTIÓN

$$I4 = \left[ \frac{\text{Cumplimiento a calidad a REE} + \text{Cumplimiento a calidad a RLL}}{2} \right]$$

En donde:

$$\text{Cumplimiento a calidad a REE} = \left[ \frac{\text{Volumen entregado a REE dentro de especificaciones}}{\text{Volumen total entregado}} * 100 \right] (\%)$$

Fórmula similar se aplica para determinar el cumplimiento de la calidad a RLL.

**Calidad objetivo (especificaciones mínimas) del crudo entregado a REE: 25.2 °API**

**Calidad objetivo (especificaciones mínimas) del crudo entregado a RLL: 27.7 °API**

## ESTRATEGIAS PLANTEADAS

Para el cumplimiento de este OBJETIVO ESTRATÉGICO de mejorar la carga de las refinerías de Esmeraldas y La Libertad y con ello incrementar su rendimiento de derivados y disminuir las importaciones que afectan negativamente a la economía de la Empresa y del país, se han planteado las siguientes estrategias que se evalúan en el Objetivo Operativo 4.1

- ❖ Construcción de un tanque de 322,000 barriles en el Terminal Marítimo de Balao.
- ❖ Adecuación de la infraestructura en Lago Agrio (Estación Centro de PETROPRODUCCIÓN) para segregación de los crudos del campo Libertador, separando las corrientes de Cuyabeno y Sucumbíos.

Cumpliendo las estrategias planteadas se puede efectivamente operar el oleoducto mediante bacheo óptimamente y cumplir con entregar la dieta propuesta a las refinerías del país.

## RESULTADOS DEL INDICADOR ESTRATÉGICO I4

### ENTREGA DE CRUDO A REFINERÍA ESMERALDAS

#### AÑO 2005

Volumen de crudo total entregado: 33'439,655 barriles  
 Volumen de crudo entregado con más de 25.2 °API: 30'402,568 barriles

**Cumplimiento: 91%**

#### AÑO 2006 (enero a junio)

Volumen de crudo total entregado: 15'229,426 barriles  
 Volumen de crudo entregado con más de 25.2 °API: 2'848,786 barriles

**Cumplimiento: 19%**

### ENTREGA DE CRUDO A REFINERÍA LA LIBERTAD

#### AÑO 2005

Volumen de crudo total entregado: 13'295,574 barriles  
 Volumen de crudo entregado con más de 27.7 °API: 13'295,574 barriles

**Cumplimiento: 100%**

#### AÑO 2006 (enero a junio)

Volumen de crudo total entregado: 7'025,705 barriles  
 Volumen de crudo entregado con más de 27.7 °API: 5'688,438 barriles

**Cumplimiento: 81%**

**Consecuentemente el grado de cumplimiento de este objetivo fue de 95.5% en el año 2005 y 50% en el año 2006, con un promedio de 72.75%**

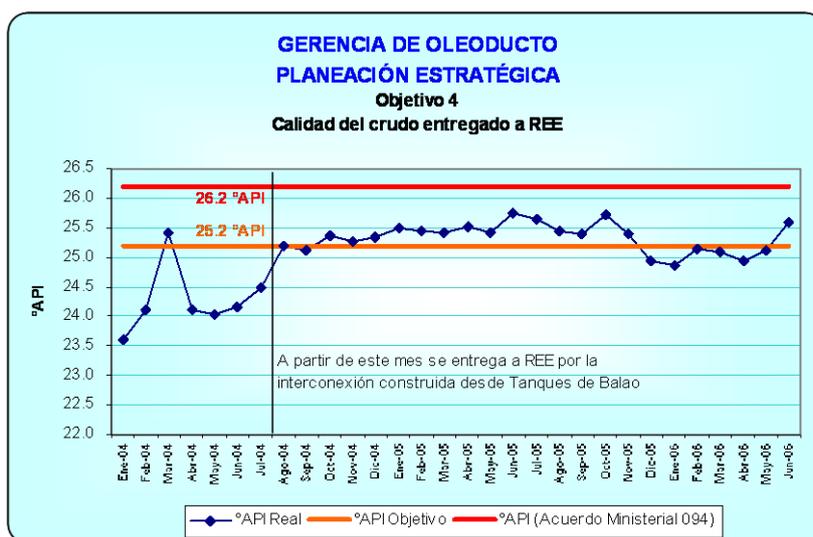
En la Tabla No. A2-20 se muestra el resultado de este indicador:

AÑO	Cump. REE	Cump. RLL	I4
2005	91 %	100%	95.5%
2006 <sup>(*)</sup>	19 %	81%	50%
2007			
2008			

Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

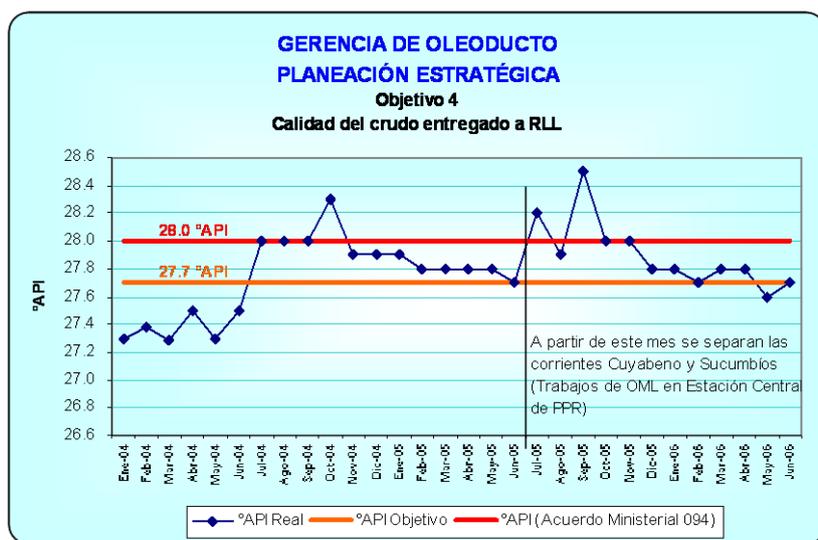
Tabla No. A2-20 Evaluación de la entrega de crudo a refinerías

## GRÁFICOS



Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

Figura No. A2-10 Entrega de crudo a REE



Fuente: Gerencia de Oleoducto; Elaboró: El Autor

**Figura No. A2-11 Entrega de crudo a RLL**

## INTERPRETACIÓN

**Para el caso de REE<sup>78</sup>:**

Durante el año 2005 se cumple con la calidad todos los meses, excepto en **diciembre que se entrega 3'037,087 barriles con un promedio de 24.9 °API, lo que hace que el cumplimiento sea del 91%.**

Durante el año 2006 se cumple con la calidad únicamente en el mes de junio con un volumen de 2'848,786 barriles de 25.6 °API en promedio, **pero se entregó 12'380,640 barriles con un °API promedio de 25 °API sin cumplir la calidad programada, por lo que se cumplió únicamente el 19%.**

**Para el caso de RLL<sup>79</sup>:**

Durante el año 2005, se cumple con la calidad programada de 27.7 °API.

Durante el año 2006, se cumple con el 81%, **por cuanto durante el mes de mayo entregaron 1'337,726 barriles con 27.6 °API sin cumplir la calidad programada.**

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Por cuanto no se ha cumplido el 100% de lo programado en la calidad del crudo entregado a las refinerías, y este cumplimiento es también depende de PETROPRODUCCIÓN y PETROINDUSTRIAL, se recomienda que conjuntamente en el Sistema PETROECUADOR establezcan las especificaciones

<sup>78</sup> **REE:** Refinería Estatal de Esmeraldas

<sup>79</sup> **RLL:** Refinería La Libertad

mínimas del crudo para refinerías y la disponibilidad real de ese crudo en la producción de los campos petroleros.

Se debe también redefinir este objetivo considerando a más de la calidad, la cantidad de crudo entregado a refinerías, para cumplir con el Art. 5 de la Ley de Hidrocarburos<sup>80</sup>

**Por otra parte, se recomienda establecer un objetivo operativo para evaluar las pérdidas en volumen de crudo resultantes de la operación del SOTE, conforme lo establece la Norma OIML<sup>81</sup> R 117 “*Measuring systems for liquids other than water*”**

---

<sup>80</sup> **LEY DE HIDROCARBUROS Art. 5.-** Los hidrocarburos se explotarán con el objeto primordial de que sean industrializados en el País.

<sup>81</sup> **OIML:** Organisation Internationale de Métrologie Légale (Organización Internacional de Metrología Legal)

## OBJETIVO OPERATIVO 4.1

### DESCRIPCIÓN

Este objetivo está relacionado con las estrategias para el cumplimiento del Objetivo Estratégico 4, consistente en Construcción de un tanque de 322,000 barriles en el Terminal Marítimo de Balao y adecuación en Lago Agrio (Estación Centro de PETROPRODUCCIÓN) de la infraestructura para segregación de los crudos del campo Libertador, separando las corrientes de Cuyabeno y Sucumbíos, con lo cual puede programar mejor la operación de bacheo de crudos para refinерías. Las dos actividades se programaron ejecutarlas en el año 2005.

### INDICADOR DE GESTIÓN

I4.1 = Promedio ejecución física dos actividades programadas (%)

### RESULTADOS DEL INDICADOR OPERATIVO I4.1

En la Tabla No. A2-21 se indican los resultados de este indicador de gestión:

ACTIVIDAD	CUMPLIMIENTO	
	2005	2006
Infraestructura para segregar los crudo de las corrientes de Cuyabeno y Sucumbíos	100%	100%
Construcción tanque de 322,000 barriles en Balao	10%	40%
<b>Indicador I4.1</b>	<b>55%</b>	<b>70%</b>

Tabla No. A2-21 Resultados de los objetivos operativos 4.1

**Es decir este objetivo se cumplió el 55.00% en el año 2005 y 70.00% en el año 2006, con un promedio de 62.50%.**

### JUSTIFICACIÓN

La construcción del tanque en el Terminal Marítimo de Balao se ha retrasado por cuanto en el 2005 no se contó con presupuesto; en el año 2006 se está tramitando la Invitación a Ofertar No. 09-CC-SOTE-2006 por un monto estimado de \$ 12'336,490.14 mediante la cual se contratará la construcción del tanque en Balao de 322,000 barriles y se incluye otro de 250,000 barriles en Lago Agrio.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El grado de cumplimiento de este objetivo es medio; en el proyecto de construcción del tanque de almacenamiento se aprecia que los trámites precontractuales son demorados.

Adicionalmente se recomienda concretar proyectos concebidos con la finalidad de mejorar la dieta de las refinerías, especialmente relacionados a:

- Transportar el crudo reducido o residuo de la refinería de Shushufindi (CIS<sup>82</sup>) por una línea diferente al oleoducto secundario Auca – Sacha – Shushufindi – Lago Agrio, línea de PETROPRODUCCIÓN que conduce el crudo que después será entregado a REE.
- Optimizar la calidad del crudo transportado por el SOTE, con la mayor calidad posible del crudo del Bloque (Ex – Occidental) con aproximadamente 20 °API en lugar de los crudos más pesados, especialmente el residuo del CIS (15 °API) y la participación del Estado en la producción del Bloque 16 de REPSOL – YPF (15 °API).

---

<sup>82</sup> CIS: Complejo Industrial Shushufindi, infraestructura a cargo de PETROINDUSTRIAL.

## RECOMENDACIONES GENERALES

- ❖ Implementar procedimientos para disponer de la información relevante con la oportunidad requerida, esto es de los rubros que forman parte de los objetivos y metas, como ejecución de algunas cuentas específicas del presupuesto o datos operativos.
- ❖ Fortalecer la aplicación de los Indicadores de Gestión de cada área de trabajo, los que deben ser evaluados y revisados por la Administración; es decir cumplir con el ciclo PHVA<sup>83</sup> del mejoramiento continuo:
  - Planificar,
  - Hacer,
  - Verificar y
  - Actuar.
- ❖ En general se reformulen los objetivos de la Planeación Estratégica considerando las perspectivas modernas de administración empresarial, de tal manera que se consigan los mejores resultados para el cliente<sup>84</sup>, el recurso humano de la empresa y principalmente para los accionistas<sup>85</sup>, fundamentalmente se formulen los objetivos alineados a la “visión y estrategia empresarial” conforme la metodología del Cuadro de Mando Integral, esto es:
  - Perspectiva financiera.
  - Perspectiva del cliente,
  - Perspectiva del proceso interno,
  - Perspectiva de formación y crecimiento,

De tal manera que lo programado se plasme en resultados

- ❖ Todos los niveles de la Organización deben conocer y participar en la consecución de los objetivos de la Planeación Estratégica de la Gerencia de Oleoducto, la misma que se reformulará conforme la metodología del Balanced Scorecard o Cuadro de Mando Integral.

---

<sup>83</sup> **HPVA** también llamado Ciclo DEMING en honor a su creador.

<sup>84</sup> **Clientes:** Empresas productoras de petróleo: PETROPRODUCCIÓN y Compañías Privadas; Exportaciones: Gerencia de Comercio Internacional; Importadores: Compañías Privadas; Refinadores: PETROINDUSTRIAL.

<sup>85</sup> **Accionistas:** El Estado Ecuatoriano

## ANEXO No. 3 PLAN DE ACCIÓN CONCRETO

El Mapa Estratégico representado en la Figura No. 54 es el primer nexo entre la planificación y la operación o acción; como esquema del Cuadro de Mando Integral CMI, es el puente para cerrar la brecha entre la estrategia teórica y el día a día o la operación de la Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR (la Organización).

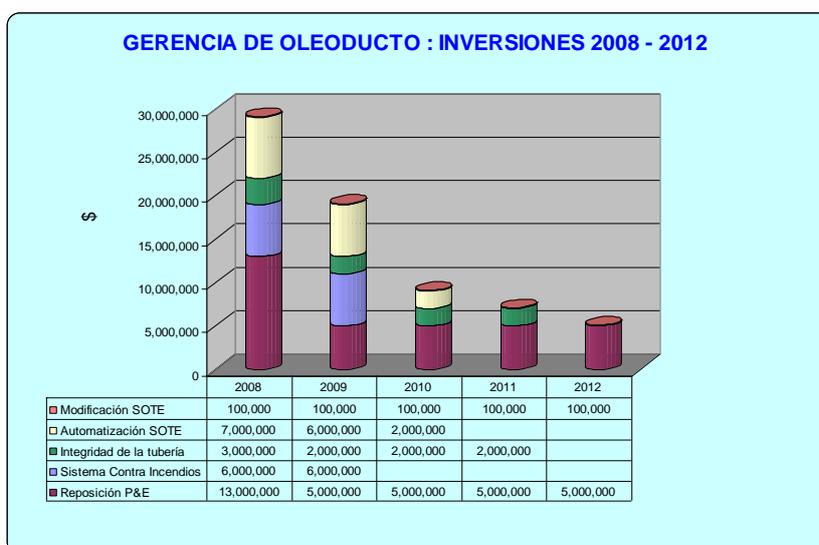
En los formatos de los Indicadores de Gestión (Tablas No. 32 a No. 49) constan las **Iniciativas Estratégicas, actividades o proyectos trascendentales** que deben ejecutarse para facilitar el cumplimiento de los correspondientes Objetivos Estratégicos, es decir para concretar la “Visión y Estrategia” de la Organización.

A continuación, en la Tabla y Figura No. A3.1, se detalla el plan de inversiones de la Gerencia de Oleoducto, recomendado para el próximo quinquenio (2008-2012).

PROYECTO	OBJETIVO ESTRATÉGICO	INDICADOR DE GESTIÓN
Modificación SOTE (Estudios y obras básicas)	No. 3 Diversificar servicios, clientes y mercados	I3 Calidad mínima del crudo a transportar
		I4 Ejecución de proyectos específicos
Automatización SOTE	No. 3 Diversificar servicios, clientes y mercados	I4 Ejecución de proyectos específicos
	No. 11 Automatizar el SOTE	I14 % de ejecución de la Automatización del SOTE
Integridad de la tubería	No. 3 Diversificar servicios, clientes y mercados	I4 Ejecución de proyectos específicos
	No. 6 Incrementar la Disponibilidad del SOTE	I8 Disponibilidad del SOTE
Sistema Contra Incendios	No. 6 Incrementar la Disponibilidad del SOTE	I8 Disponibilidad del SOTE
Reposición Planta y Equipo	No. 6 Incrementar la Disponibilidad del SOTE	I8 Disponibilidad del SOTE

Elaboró: El Autor

**Tabla No. A3.1 Listado de Proyectos de Inversión quinquenio 2008-2012**



Elaboró: El Autor

**Figura No. A3.1 Proyectos de Inversión quinquenio 2008-2012**

A continuación, en las Tablas No. A3.2 a No. A3.5 se hace un resumen de las actividades o iniciativas estratégicas determinadas para cada una de las perspectivas del CMI.

<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS PERSPECTIVA FINANCIERA</b>
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 01 : Maximizar el valor para PETROECUADOR y el Estado Ecuatoriano</b>
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I1 ROE</b>
1.- Incrementar ventas clientes actuales (Objetivo Estratégico No. 02)
2.- Diversificar el servicios, clientes y mercados (Objetivo Estratégico No. 03)
3.- Mejorar la utilización de los activos (Objetivo Estratégico No. 04)
4.- Reducir los costos operativos (Objetivo Estratégico No. 05)
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 02 : Incrementar ventas clientes actuales.</b>
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I2 Volumen transportado de terceros.</b>
1.- Levantar restricciones para las calidades del crudo transportado por el SOTE establecidas en el Acuerdo Ministerial 094 de 22 de septiembre de 2003, con lo cual se podría incrementar el transporte de crudos pesados de compañías privadas restringidos en la actualidad.
2.- Hacer convenios con las cías dueñas de capacidad reservada subutilizada de transporte en OCP para conseguir baja tarifa, enviar al OCP los crudos pesados de apx. 15 °API que se transportan por el SOTE y a cambio transportar más crudo del Bloque 15 de apx 20°API por el SOTE.
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 03 : Diversificar servicios, clientes y mercados.</b>
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I3 Calidad mínima de crudo a transportar.</b>
1.- Levantar restricciones para las calidades del crudo transportado por el SOTE establecidas en el Acuerdo Ministerial 094 de 22 de septiembre de 2003, con lo cual, legalmente se podría transportar por el SOTE crudos más pesados.
2.- Efectuar estudio de ingeniería para modificar el SOTE de tal manera que pueda transportar crudos más pesados; considerar varios escenarios especialmente los dos siguientes: la potencial producción de ITT (crudo de 14.5 °API).
3.- Modificar el SOTE actual sin mayores inversiones mientras no se tenga un pronostico adecuado de la producción de crudo en el país. Se estima una inversión de \$ 100,000 por año incluido los estudios indicados en el punto anterior (quinquenio 2008-2012).
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I4 Ejecución de proyectos específicos.</b>
1.- Ejecutar y hacer seguimiento de los proyectos o actividades programadas (listadas a continuación) en la Herramienta Enterprise Project Manager (EPM) de MS Project: <ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Automatización del SOTE, instalar sistemas SCADA, LDS, automatización de válvulas de bloqueo, cuarto de control, etc. con una inversión estimada de \$ 7, 6 y 2 millones en los años 2008, 2009 y 2010, respectivamente, conforme plan vigente.</li> <li>2.- Inspección Interna de la tubería (PIG inteligente),</li> <li>3.- Reparaciones recomendadas en el Informe de la Inspección Interna; Estos dos puntos (2 y 3) forman parte de la integridad de la tubería y se estima una inversión de \$ 3 millones en el año 2008, y \$ 2 millones anuales en 2009, 2010 y 2011, conforme plan vigente.</li> <li>4.- Efectuar los estudios de ingeniería para transportar crudos más pesados por el SOTE; inversión estimada consta en Indicador No. I3.</li> <li>5.- Adecuaciones primarias en las estaciones de bombeo (esp. intercambiadores de calor y enfriadores de motores),</li> <li>6.- Efectuar las pruebas correspondientes y actualizar el Manual de Operaciones.</li> </ol>
2.- Incluir en el presupuesto de Petroecuador Gerencia de Oleoducto, los costos estimados de los proyectos o actividades programadas.
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 04 : Mejor utilización de los activos.</b>
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I5 Ocupación del SOTE.</b> <b>I6 Promedio diario de crudo transportado por el SOTE.</b>
1.- Levantar restricciones para las calidades del crudo transportado por el SOTE, establecidas en el Acuerdo Ministerial 094 de 22 de septiembre de 2003, con lo cual se podrán transportar por el SOTE, mezclas de crudo más pesadas y ocupar óptimamente la infraestructura.
2.- Hacer convenios con las cías dueñas de capacidad reservada subutilizada de transporte en OCP para conseguir baja tarifa y enviar al OCP los crudos pesados de apx. 15 °API que se transportan por el SOTE y a cambio meter más crudo del Bloque 15 de apx 20°API al SOTE.
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 05 : Reducir costos operativos.</b>
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I7 Costo sin depreciaciones por barril transportado.</b>
1.- No incrementar el costo total de operación del SOTE; si por inflación u otras razones suben algunas cuentas, otras deben bajar si se transporta menos crudo para los siguientes años.
2.- Controlar la ejecución de las cuentas 28, 29, 40, 41 y 42 del Presupuesto (materiales, suministros y servicios para operación y mantenimiento del SOTE).
3.- Controlar la ejecución del Contrato con el Cuerpo de Ingenieros del Ejército, <b>NO MÁS ORDENES DE TRABAJO POR PERSONAL O EQUIPOS OPCIONALES;</b>
4.- Implementar política de austeridad, no más desperdicios, no más remodelaciones de oficina, es hora de desinvertir.
5.- Efectuar estudio de desinversión en la empresa, considerar principalmente activos improductivos; para disminuir el gasto de depreciación.

Elaboró: El Autor

**Tabla No. A3.2 Plan de Acción Perspectiva Financiera**

<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS PERSPECTIVA DEL CLIENTE</b>
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 06 : Incrementar la Disponibilidad del SOTE</b>
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I8 Disponibilidad del SOTE</b>
1.- Instalar Sistema Contra Incendios en el SOTE conforme recomendación de Ingeniería de Detalle existente; costo estimado \$ 12 millones, a ejecutarse en los años 2008 y 2009.
2.- Renovar equipos e infraestructura en general que han cumplido vida útil (por obsolescencia); con una inversión estimada de \$ 13 millones en el 2008 y \$ 5 millones anuales a partir del 2009 hasta el 2012.
3.- Efectuar el Plan de Mantenimiento preventivo de la infraestructura del SOTE y cumplirlo.
4.- Efectuar inspección interna de la tubería y ejecutar las reparaciones recomendadas del informe de inspección. (Monto de inversión en I4)
5.- Proveerse de materiales, suministros y repuestos según el plan de mantenimiento preventivo.
6.- Empezar los trámites de contrataciones de bienes, obras y servicios con la debida anticipación, para el caso de servicios cuyo monto de adjudicación es el Consejo de Administración de PETROECUADOR o el Presidente Ejecutivo, los trámites se deben empezar al menos con nueve meses de anticipación.
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 07 : Cumplir requerimientos de refinerías (REE y RLL).</b>
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I9 Cumplimiento en calidad de Refinería Estatal de Esmeraldas (REE).</b>
1.- Operación del SOTE mediante bacheo.
2.- Limpiar la corriente de crudo de Auca - Sacha - Shushufindi de los crudos pesados, principalmente del residuo de Refinería Shushufindi.
3.- Mejorar en la recepción, segregación, operación por bacheo, recepción y almacenamiento en el Terminal Marítimo de Balao.
4.- Controlar la inyección de crudo liviano de Bermejo (31 °API) en el Km. 51.
5.- Controlar la inyección de crudo pesado de AGIP + PERENCO (18.5 °API) en el Km. 151.
6.- Hacer convenios con las cías dueñas de capacidad reservada subutilizada de transporte en OCP para conseguir baja tarifa y enviar al OCP los crudos pesados de apx. 15 °API que se transportan por el SOTE y a cambio meter más crudo del Bloque 15 de apx 20°API al SOTE.
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I10 Cumplimiento en calidad de Refinería La Libertad (RLL).</b>
1.- Operación del SOTE mediante bacheo.
2.- Mantener segregadas las corrientes de crudo Liviano del campo Libertador (Cuyabeno y Sucumbíos).
3.- Mejorar en la recepción, segregación, operación por bacheo, recepción y almacenamiento en el Terminal Marítimo de Balao.
4.- Controlar la inyección de crudo liviano de Bermejo (31 °API) en el Km. 51.
5.- Controlar la inyección de crudo pesado de AGIP + PERENCO (18.5 °API) en el Km. 151.

Elaboró: El Autor

**Tabla No. A3.3 Plan de Acción Perspectiva del Cliente**

<b>INICIATIVAS ESTRATÉGICAS PERSPECTIVA DE LOS PROCESOS INTERNOS</b>
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 08 : Mejorar la eficacia de las contrataciones de bienes, obras y servicios.</b>
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I11 Eficacia de las contrataciones de bienes, obras y servicios.</b>
1.- Toda contratación de servicios cíclicos o bienes debe ser tramitada al menos con 9 meses de anticipación a la fecha requerida.
2.- Conformar una comisión de alto desempeño para que revise los Términos de Referencia de todas las contrataciones y se eviten declaratorias de desierto por errores en los mismos.
3.- Hacer seguimiento de las actividades en la Herramienta Enterprise Project Manager (EPM) (MS Project), y tomar los correctivos a tiempo.
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 09 : Operar el SOTE mediante por bacheo.</b>
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I12 Operar el SOTE mediante bacheo.</b>
1.- Efectuar a tiempo el mantenimiento de los tanques de almacenamiento de Lago Agrio y Balao en Esmeraldas.
2.- Entrenar en esta temática a los operadores tanto de Lago Agrio como de Balao, efectuar pasantías o intercambios de sus trabajadores.
3.- Poner en funcionamiento el Software diseñado para visualizar la posición de los baches a lo largo del SOTE.
4.- Controlar la inyección de crudo liviano de Bermejo (31 °API) en el Km. 51.
5.- Controlar la inyección de crudo pesado de AGIP + PERENCO (18.5 °API) en el Km. 151.
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 010 : Mejorar eficacia en ejecución de proyectos de inversión.</b>
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I13 % de ejecución de proyectos de inversión.</b>
1.- Conformar una comisión de alto desempeño para la <b>formulación de proyectos de inversión y elaboración de términos de referencia y especificaciones para la contratación de obras, bienes y servicios que los proyectos demandan.</b>
2.- Entregar máximo al 31 de diciembre del año anterior los Términos de Referencia y especificaciones de la contrataciones.
3.- Hacer seguimiento de las actividades en la Herramienta Enterprise Project Manager (EPM) (MS Project), y tomar los correctivos a tiempo.
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 011 : Automatizar el SOTE (SCADA, LDS).</b>
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I14 % de ejecución automatización del SOTE.</b>
1.- Seleccionar un equipo técnico competente para que fiscalice los contratos.
2.- Involucrar a operadores y personal de mantenimiento en la automatización del SOTE para que conozcan el nuevo sistema y puedan utilizarlo adecuadamente, aprovechando todos los beneficios y potencialidad de esta tecnología de punta.
3.- Hacer seguimiento de las actividades en la Herramienta Enterprise Project Manager (EPM) (MS Project), y tomar los correctivos a tiempo.
<b>OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 012 : Certificar SGA del SOTE conforme a la norma ISO 14001.</b>
<b>INDICADOR DE GESTIÓN : I15 Certificación del SGA del SOTE conforme a norma ISO 14001:2004</b>
1.- Motivar al personal de los sitios para que concreten la certificación del Sistema de Gestión Ambiental (SGA).
2.- Terminar de elaborar los procedimientos de gestión ambiental y levantar no conformidades de auditorías internas a la brevedad posible.
3.- Gestionar pasivos ambientales.
4.- Actualizar en la Norma ISO 14001:2004 a los auditores líderes certificados que dispone el SOTE.

Elaboró: El Autor

**Tabla No. A3.4 Plan de Acción Perspectiva de los Procesos Internos**

INICIATIVAS ESTRATÉGICAS PERSPECTIVA DE APRENDIZAJE Y CRECIMIENTO
OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 013 : Desarrollar las Competencias de los trabajadores del SOTE.
INDICADOR DE GESTIÓN : I16 Índice de Competencias.
1.- Motivar al personal para que eleve su nivel de competencias
2.- Ejecutar un nuevo diagnóstico e implementar un Plan de Acción para elevar el IC
3.- Ejecutar el Plan de Capacitación enfocado a elevar el IC
OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 014 : Certificar SGC del SOTE conforme a la norma ISO 9001: 2000.
INDICADOR DE GESTIÓN : I17 Certificar SGC conforme a norma ISO 9001: 2000.
1.- Motivar al personal de los sitios para que concreten la certificación del Sistema de Gestión de la Calidad (SGC).
2.- Terminar de elaborar los procedimientos de gestión de la calidad y levantar no conformidades de auditorías internas.
3.- Difusión políticas de calidad a todo nivel en el SOTE.
4.- Formar y certificar auditores líderes de la norma ISO 9001: 2000.
5.- Hacer seguimiento de las actividades en la Herramienta Enterprise Project Manager (EPM) (MS Project), y tomar los correctivos a tiempo.
OBJETIVO ESTRATÉGICO No. 015 : Optimizar el funcionamiento de MAXIMO® y MS PROJECT®.
INDICADOR DE GESTIÓN : I18 Funcionamiento de MAXIMO® y MS PROJECT®.
1.- Motivar al personal sobre estos sistemas informáticos.
2.- Capacitar a los usuarios de estos sistemas informáticos.
3.- Difusión de resultados de la aplicación de los sistemas informáticos.
4.- Utilizar la WEB e Intranet para comunicar las estrategias a todo el personal.

Elaboró: El Autor

**Tabla No. A3.5 Plan de Acción Perspectiva de Aprendizaje y Crecimiento**

A continuación se explica brevemente el procedimiento para implantar el CMI en la Gerencia de Oleoducto (la organización):

Posterior al diseño del Cuadro de Mando Integral, herramienta proporcionada con el presente trabajo, se requiere que la Alta Gerencia de la organización **invierta tiempo** en la discusión de la Visión y Estrategia, objetivos estratégicos, priorización de indicadores de gestión, para medir lo realmente importante, alineando el accionar de las personas y provocando conductas o actitudes favorables para alcanzar la Visión. Esto no se puede delegar; consecuentemente, si no están dispuestos a **invertir su tiempo**, es preferible no iniciar el proceso de implantación del CMI.

La comunicación con los trabajadores, tanto operativos como administrativos es vital, una vez que el CMI es validado y/o modificado por la Alta Gerencia de la organización, éste debe ser apoyado y **difundido**, recomendándose para ello la utilización de la **Intranet**. Es fundamental indicar además que se deben hacer las

previsiones presupuestarias correspondientes, tanto en el presupuesto operativo como en el de inversiones que posibiliten el cumplimiento de los objetivos planteados.

Una vez implementado el CMI, toda la Organización experimentará un cambio, motivado en la expectativa del cumplimiento de las metas trazadas; todo el personal conocerá de manera permanente, qué está sucediendo con los resultados monitoreados, de tal forma que esa transparencia y acceso a la información provoca que el CMI pase de *“novelería o juguete de los directivos”*<sup>86</sup> a *“herramienta y soporte para mejorar a la organización pensando en el corto y largo plazo”*

Se debe considerar que el CMI es una herramienta dinámica y flexible, que luego de la planificación e implantación, debe ser actualizada constantemente, que los datos de los Indicadores de Gestión (mediciones) deben ser analizados, tomadas las medidas preventivas o correctivas, procurando siempre un mejoramiento continuo, cerrando el ciclo de Deming (Planificar, Hacer, Verificar y Actuar) **en los cuatro ejes de acción o perspectivas: Financiera, del Cliente, de los Procesos Internos y de Aprendizaje y Crecimiento.**

La persistencia y el liderazgo son indispensables en la implementación de la herramienta de gestión CMI; su aporte si bien no es instantáneo, pero con el tiempo los resultados pueden ser inmensos.

En resumen, con lo expuesto en el presente Anexo, se propone una organización con orientación al cumplimiento de la Estrategia planteada, siguiendo los pasos indicados en la teoría, y que concretamente son los siguientes:

1. Convertir la Estrategia en objetivos y metas operativas (Diseño del CMI).
2. Alinear toda la organización en dirección de la Estrategia (Ver diagrama en Mapa Estratégico, Figura No. 30)
3. Hacer que el cumplimiento de la Estrategia sea tarea de todos.
4. Gestionar la Estrategia como un “Proceso continuo”.
5. Mantener un liderazgo productivo por parte de la Alta Dirección.

---

<sup>86</sup> Comúnmente en las organizaciones existen personas que cualquier innovación o idea de mejora, únicamente es *“otra novelería”*

## ANEXO No. 4 MEMORIA CÁLCULOS INDICADORES ESTRATÉGICOS

A continuación se incluyen las tablas que contienen las memorias de los principales cálculos de los Indicadores Estratégicos o de Gestión.

ROE							
ESTADO DE RESULTADOS				PRONÓSTICO			
DESCRIPCIÓN	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TOTAL VENTAS (INGRESOS)	197,663,870	203,606,966	214,458,345	211,473,964	206,260,772	198,414,016	190,868,858
(COSTOS DE VENTAS + COSTOS FIJOS)	44,088,106	52,563,546	48,940,490	50,898,110	48,353,204	45,936,544	43,638,767
EBITDA	153,575,765	151,043,420	165,517,855	160,575,854	157,907,568	152,478,472	147,230,091
(DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES)	86,392,350	89,890,519	90,938,112	95,485,018	90,710,767	86,175,228	81,866,467
EBIT	67,183,415	61,152,901	74,579,743	65,090,836	67,196,801	66,303,243	65,363,624
(INTERESES + IMPUESTOS)	1,276,640	1,594,514	2,895,163	2,895,163	2,895,163	2,895,163	2,895,163
BENEFICIO NETO	65,906,775	59,558,386	71,684,580	62,195,673	64,301,638	63,408,080	62,468,461
PATRIMONIO NETO	972,183,882	975,258,472	1,028,509,564	977,084,086	928,229,882	881,818,387	837,727,468
<b>ROE</b>	<b>6.78%</b>	<b>6.11%</b>	<b>6.97%</b>	<b>6.37%</b>	<b>6.93%</b>	<b>7.19%</b>	<b>7.46%</b>

VENTAS (TARIFA)				PRONÓSTICO			
DESCRIPCIÓN	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
CRUDO CIÁS PRIVADAS (Bis)	11,561,792	14,150,696	18,262,633	19,175,764	19,751,037	18,960,996	18,202,556
TARIFA PROMEDIO (\$/Bbl)	1.9898	2.0556	2.0870	2.1079	2.1290	2.1503	2.1718
<b>VENTAS CRUDO CIÁS. P. (\$)</b>	<b>23,005,283</b>	<b>29,088,480</b>	<b>38,114,575</b>	<b>40,420,507</b>	<b>42,049,454</b>	<b>40,771,150</b>	<b>39,531,707</b>
CRUDO DEL ESTADO	107,714,208	107,627,805	108,753,481	105,490,877	101,271,242	97,220,392	93,331,576
TARIFA CRUDO DEL ESTADO (\$/Bbl)	1.6215	1.6215	1.6215	1.6215	1.6215	1.6215	1.6215
<b>VENTAS CRUDO ESTADO (\$)</b>	<b>174,658,588</b>	<b>174,518,486</b>	<b>176,343,770</b>	<b>171,053,456</b>	<b>164,211,318</b>	<b>157,642,865</b>	<b>151,337,151</b>
<b>TOTAL VENTAS (\$)</b>	<b>197,663,870</b>	<b>203,606,966</b>	<b>214,458,345</b>	<b>211,473,964</b>	<b>206,260,772</b>	<b>198,414,016</b>	<b>190,868,858</b>
<b>BPD</b>	<b>326,784</b>	<b>333,640</b>	<b>347,989</b>	<b>341,552</b>	<b>331,568</b>	<b>318,305</b>	<b>305,573</b>

Elaboró: El Autor; Fuente: Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR

**Tabla No. A4-1 Cálculos para obtener el ROE (Indicador Estratégico I1)**

COSTOS OPERATIVOS				PRONÓSTICO			
DESCRIPCIÓN	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
COSTO TOTAL	131,757,096	144,048,579	142,773,765	145,426,393	145,426,393	145,426,393	145,426,393
(DEPRECIACIONES)	86,392,350	89,890,519	90,938,112	89,268,624	89,268,624	89,268,624	89,268,624
COSTO OPERATIVO SIN DEPRECIACIONES	45,364,746	54,158,060	51,835,653	56,157,769	56,157,769	56,157,769	56,157,769
VOLUMEN DE CRUDO TRANSPORTADO	119,276,000	121,778,501	127,016,114	124,666,641	121,022,279	116,181,388	111,534,132
COSTO SIN DEPRECIACIONES POR BARRIL	0.380	0.445	0.408	0.450	0.464	0.483	0.504

Elaboró: El Autor; Fuente: Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR

**Tabla No. A4-2 Cálculos para obtener los costos operativos (Indicador Estratégico I7)**

**DISPONIBILIDAD**

HORAS DE PARADA				PRONÓSTICO			
DESCRIPCIÓN	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
DAÑOS IMPREVISTOS	328.35	71.88	19.97				
MANTENIMIENTO PROGRAMADO	110.17	41.22	49.92				
FALLAS DE OPERACIÓN							
FALLAS DE ENERGÍA							
OTROS CAUSAS	21.30	5.73	40.93				
<b>HORAS DE PARADA</b>	<b>459.82</b>	<b>118.83</b>	<b>110.82</b>	<b>100.000</b>	<b>90.000</b>	<b>81.000</b>	<b>72.900</b>
<b>HORAS DEL PERÍODO</b>	<b>8,784.00</b>	<b>8,760.00</b>	<b>8,760.00</b>	<b>8,760.000</b>	<b>8,760.000</b>	<b>8,760.000</b>	<b>8,760.000</b>
<b>DISPONIBILIDAD DEL SOTE</b>	<b>94.765%</b>	<b>98.643%</b>	<b>98.735%</b>	<b>98.858%</b>	<b>98.973%</b>	<b>99.075%</b>	<b>99.168%</b>

Elaboró: El Autor; Fuente: Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR

**Tabla No. A4-3 Cálculos para obtener los la Disponibilidad (Indicador Estratégico I8)**

PLANIFICACIÓN CERTIFICACIONES ISO 14001:2004		
No.	Sitio	para
1	Estación de Bombeo Lago Agrio	2007
2	Estación de Bombeo Lumbaqui	2008
3	Estación de Bombeo El Salado	2007
4	Estación de Bombeo Baeza	2008
5	Estación de Bombeo Papallacta	2007
6	Estación Reductora San Juan	2007
7	Estación Reductora Chiriboga	2007
8	Estación Reductora La Palma	2007
9	Estación Reductora S. Dgo	2007
10	Estación de Bombeo Quinindé	2006
11	Terminal Marítimo de Balao	2006
12	Campamento Guajaló	2008
13	Campamento Santo Domingo	2008
14	Camp. El Chaco y Santa Rosa	2008

Elaboró: El Autor; Fuente: Gerencia de Oleoducto de PETROECUADOR

**Tabla No. A4-4 Datos para obtener el Indicador de Certificación ISO 14001 (Indicador Estratégico I15)**