



INFORME DE GESTIÓN



GOBIERNO NACIONAL
DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR

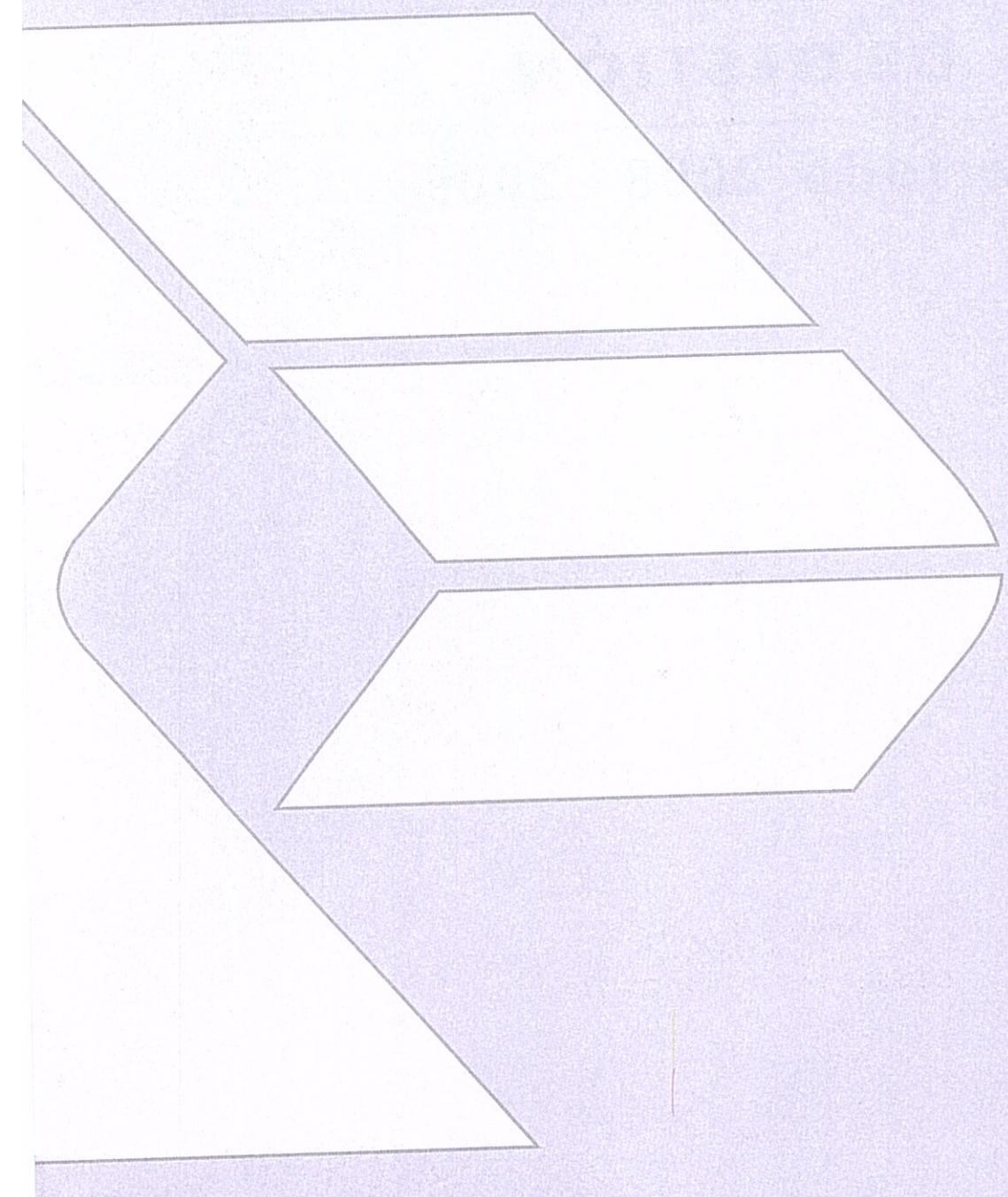


PETROECUADOR
EMPRESA ESTATAL
PETRÓLEOS DEL ECUADOR

Período
2008 - 2009

**INFORME
DE GESTIÓN**

Período 2008 - 2009



Presentación

La presencia de la Armada Nacional del Ecuador, al frente de PETROECUADOR, obedece a una decisión del Ejecutivo por intentar revertir un proceso de continuo deterioro de la capacidad de gestión y desmantelamiento planificado que ha sufrido la empresa para beneficiar intereses particulares o de grupo, en especial a partir de 1993. Los oficiales de Marina, escogidos para gerenciar la empresa más importante de los ecuatorianos, han cumplido a cabalidad con el difícil encargo presidencial, aplicando las mejores buenas prácticas administrativas, de planificación y sobre todo, ceñidos fielmente a fundamentales valores que caracterizan al marino ecuatoriano como son el honor, la disciplina y profundo compromiso con la nación.

A pesar que dos años no es el tiempo ideal para destacar cambios estratégicos en una empresa de este tipo, se pueden distinguir claros logros hasta aquí alcanzados, que sin lugar a duda constituyen una buena base para el despliegue de una nueva empresa, eficiente y competitiva.

Lo hasta aquí alcanzado, se puede apreciar en la revalorización de nuestros crudos en el mercado internacional, en un incremento importante de la producción; el inicio de una campaña agresiva de exploración, que busca ampliar el horizonte petrolero del Ecuador; la disminución de costos de refinamiento y aumento de la capacidad instalada de sus refinerías; la repotenciación de la capacidad de almacenamiento, transporte y comercialización de derivados, así como la ejecución de los principales proyectos para la mejor explotación de los significativos recursos naturales que posee el Ecuador y aquellos que agregan valor a esos recursos, para conseguir el óptimo beneficio al país y a los ciudadanos. A la par, la administración naval lleva a cabo un proceso orientado a mejorar el desempeño empresarial a través de cambios en procesos internos, estructura organizacional y administración del desempeño y proyectos.

La tarea asignada se enfocó considerando cinco ejes: incremento de la producción; ejecución presupuestaria de calidad; disminución en costos de operación, remediación ambiental, ejecutada por la propia empresa y reestructuración de PETROECUADOR.

Otro paso dado es la aplicación del modelo Empresa por Resultados (EPR) y la configuración del Plan Maestro Petroecuador 2009-2015, y el cual ya fue aplicado en el 2009, con resultados satisfactorios y que ha permitido en marcha algunos proyectos, por largo tiempo postergados y que son de vital importancia para el país como el almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo en Montevideo; rehabilitación de la Refinería Estatal Esmeraldas; arrendamiento de torres de perforación para incrementar la producción en el Distrito Amazónico; creación de la Vicepresidencia Ambiental y del Instituto de Estudios del Petróleo, entre otros.

Los resultados presentados en este informe podrán ser analizados y sopesados en el transcurso del tiempo, pero queda la satisfacción de que la meta fue cumplida y que no solo se logró aportar para que la más importante empresa del país mejore y continúe con su invaluable aporte a las arcas fiscales y, por lo tanto, a todos los ecuatorianos; sino también que se ha marcado la ruta para que las futuras administraciones continúen el fortalecimiento de PETROECUADOR.

Luis JARAMILLO Arias
CONTRALMIRANTE
PRESIDENTE EJECUTIVO DE PETROECUADOR

En el año 2008 se realizó la auditoría de los sistemas de gestión de la calidad y la salud y seguridad ocupacional en las unidades operativas de la PDU, así como en las empresas socias y filiales. La auditoría se realizó en acuerdo con la norma ISO 9001:2000 y la norma OHSAS 18001:2007.

La auditoría constó de una etapa de preparación y una etapa de ejecución. La etapa de ejecución se realizó en acuerdo con la norma ISO 19011:2002. La auditoría constó de una etapa de preparación y una etapa de ejecución. La etapa de ejecución se realizó en acuerdo con la norma ISO 19011:2002.

La auditoría constó de una etapa de preparación y una etapa de ejecución. La etapa de ejecución se realizó en acuerdo con la norma ISO 19011:2002. La auditoría constó de una etapa de preparación y una etapa de ejecución. La etapa de ejecución se realizó en acuerdo con la norma ISO 19011:2002.

Índice

PRESENTACIÓN	3
INDICE	5
INDICE DE TABLAS	8
1 INTRODUCCIÓN	11
2 EXPLORACIÓN Y DESARROLLO	15
2.1. EXPLORACIÓN Y DESARROLLO	17
2.1.1. PETROPRODUCCIÓN	18
2.1.1.1. SÍSMICA	19
2.1.1.2. INCREMENTO DE RESERAS PETROLERAS	19
2.1.1.3. PERFORACIÓN DE POZOS	22
2.1.1.4. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	23
2.1.1.5. PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO	26
2.1.1.6. PRODUCCIÓN DE CRUDO FISCALIZADO	28
2.1.1.7. COSTOS DE PRODUCCIÓN	29
2.1.2. PETROAMAZONAS	30
2.1.2.1. SÍSMICA	31
2.1.2.2. RESERVAS PETROLERAS	31
2.1.2.3. PERFORACIÓN DE POZOS	31
2.1.2.4. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	33
2.1.2.5. PRODUCCIÓN DE CRUDO	33
2.1.2.6. PRODUCCIÓN DE CRUDO FISCALIZADO	34
2.1.2.7. COSTOS SERVICIOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	35
2.1.3. PRODUCCIÓN CRUDO ESTATAL	37
2.1.3.1. PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO	38
2.2. TRANSPORTE DE CRUDO	40
2.2.1. SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO SOTE	42
2.2.2. COSTO POR BARRIL TRANSPORTADO	44
2.2.3. INGRESOS POR COBRO TARIFA DE TRANS PORTE	46

2.3.	INDUSTRIALIZACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	47
2.3.1.	PETROINDUSTRIAL	48
2.3.1.1.	CARGAS DE CRUDO POR REFINERÍAS	49
2.3.1.2.	PRODUCCIÓN DE DERIVADOS	50
2.3.1.3.	PROYECTOS DE INVERSIÓN	52
2.3.1.4.	PRINCIPALES PROYECTOS DE INVERSIÓN 2009	54
2.3.1.5.	COSTO REFINACIÓN	56
2.3.2.	PETROCOMERCIAL	57
2.3.2.1.	TRANSPORTE DE DERIVADOS POR POLIDUCTO	58
2.3.3.	GERENCIA DE COMERCIO INTERNACIONAL	60
2.3.3.1.	VOLÚMENES EXPORTADOS CRUDO ORIENTE Y NAPO	61
2.3.3.2.	INTERCAMBIO DE CRUDO Y DERIVADOS CON VENEZUELA Y CHILE	62
2.3.3.3.	REDUCCIÓN DE DIFERENCIALES WTI	65
3	GESTIÓN AMBIENTAL	67
3.1.	RESPONSABILIDAD AMBIENTAL, SOCIAL, SEGURIDAD Y SALUD	69
3.2.	PROTECCIÓN, REMEDIACIÓN AMBIENTAL INTEGRAL Y RESPONSABILIDAD SOCIAL	69
3.2.1.	MITIGACIÓN Y REMEDIACIÓN	70
3.3.	COORDINACIÓN DE CONFLICTOS SOCIO AMBIENTALES Y GESTIÓN SOCIAL	72
3.3.1.	GESTIÓN AMBIENTAL Y MONITOREO	73
3.3.2.	COORDINACIÓN DE MITIGACIÓN Y REMEDIACIÓN AMBIENTAL	74
3.4.	INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA AL CUIDADO DEL AMBIENTE	75
3.5.	SEGURIDAD INTEGRAL Y SALUD OCUPACIONAL: EL SER HUMANO COMO PRIORIDAD	77
4	PROCESO DE REESTRUCTURA EMPRESARIAL DEL SISTEMA PETROECUADOR	81
4.1.	ASPECTO LEGAL	83
4.2.	DIMENSIONAMIENTO	83
4.3.	ANÁLISIS DE BRECHAS	84

4.4.	ESTRUCTURAS ORGANIZACIONALES	84
4.5.	RÉGIMEN LABORAL	84
4.6.	TALLERES DE SENSIBILIZACIÓN Y COMUNICACIÓN	85
4.7.	PLANES DE ACCIÓN	85
4.7.1.	EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO POR COMPETENCIAS	85
4.7.1.1.	DICCIONARIO CORPORATIVO DE COMPETENCIAS (COMPORTAMIENTO – GESTIÓN – TÉCNICAS GENERALES)	86
4.8.	PROCESOS Y PROCEDIMIENTOS	87
5	IMPACTO DE LAS INVERSIONES DE LAS OPERADORAS DEL SISTEMA PETROECUADOR 1999 – 2009	89
5.1.	PRODUCCIÓN DE CAMPO PETROAMAZONAS	91
5.2.	PÉRDIDAS DE PETROECUADOR POR MERMAS DE PRODUCCIÓN	92
5.3.	INVERSIONES DE PETROECUADOR DESTINADAS A EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE CRUDO	93
5.4.	INVERSIONES DE PETROECUADOR DESTINADAS A LA PRODUCCIÓN DE CRUDO	94
5.5.	SALDO EXPORTABLE DE CRUDO PETROECUADOR	95
5.6.	PRODUCCIÓN DE CAMPO VS. INVERSIÓN PETROECUADOR	96
5.7.	CÁLCULO DE INVERSIÓN REQUERIDA PARA ELIMINAR LAS PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN	97
5.8.	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO FISCALIZADA POR INCREMENTO DE LA INVERSIÓN DE PETROECUADOR	99
5.9.	PROGRAMA DE INVERSIÓN DE PETROECUADOR (PLANIFICADO VS. EJECUTADO)	100
5.10.	COSTO BENEFICIO: VARIACIÓN DE INGRESO Y DIFERENCIA DE INVERSIÓN	101
5.11.	PRODUCCIÓN DE PETROECUADOR TOMANDO COMO BASE EL AÑO 1999	103

Índice de Tablas

Tabla 1	Cuadro comparativo entre el objetivo y el cumplimiento de las metas propuestas del Área de Exploración	20
Tabla 2	Reservas de Petróleo Incrementadas en el Año 2009	21
Tabla 3	Pozos Perforados Completados Enero – Diciembre 2008	22
Tabla 4	Pozos perforados completados Enero – Diciembre 2008	23
Tabla 5	Reacondicionamiento de Pozos con Torre	24
Tabla 6	Reacondicionamiento de Pozos sin Torre	25
Tabla 7	Reacondicionamientos realizados Año 2009	25
Tabla 8	Producción de Crudo en Campo de Petroecuador Año 2008	26
Tabla 9	Producción de crudo en campo – Por área 2008	26
Tabla 10	Producción de Crudo en Campo de Petroecuador Año 2009	27
Tabla 11	Producción de crudo en campo – Por área 2009	27
Tabla 12	Producción de Crudo Fiscalizado – Petroproducción 2008	28
Tabla 13	Producción de Crudo Fiscalizado – Petroproducción 2009	29
Tabla 14	Comparativo de Costos Reales de Operaciones y Producción Acumulada	29
Tabla 15	Perforación Exploratoria Año 2008	31
Tabla 16	Perforación de pozos en 2008	32
Tabla 17	Pozos de Desarrollo y sus torres de perforación y completación	32
Tabla 18	Perforación de pozos por campos 2009	33
Tabla 19	Producción de Crudo en Campo – Petroamazonas	34
Tabla 20	Producción de Crudo Fiscalizado – Petroamazonas 2008	34
Tabla 21	Producción de Crudo Fiscalizado – Petroamazonas 2009	35
Tabla 22	Costos Servicios Operación y Mantenimiento 2008	35
Tabla 23	Costos Servicios Operación y Mantenimiento 2009	36
Tabla 24	Comparativo de Producción de Crudo Fiscalizado	38
Tabla 25	Incremento de la producción de Crudo Fiscalizada por Incremento de la Inversión de Petroecuador, Comparada a Declinación Histórica	39
Tabla 26	Crudo Transportado por Oleoductos	41
Tabla 27	Indicadores Operativos Transporte SOTE	44
Tabla 28	Costos por Barril Transportado 2008	45
Tabla 29	Costos por Barril Transportado 2009	45

Tabla 30	Ingresos por Tarifa de Transporte en el SOTE (Compañías Privadas excluido AGIP) 2008	46
Tabla 31	Ingresos por Tarifa de Transporte en el SOTE (Compañías Privadas excluido AGIP) 2009	46
Tabla 32	Cargas de Crudo por Refinería 2008	49
Tabla 33	Cargas de Crudo por Refinería 2009	50
Tabla 34	Producción de Derivados 2008	50
Tabla 35	Producción de Derivados 2009	51
Tabla 36	Producción de Principales Derivados 2008	52
Tabla 37	Producción de Principales Derivados 2009	52
Tabla 38	Proyectos de Inversión 2008	53
Tabla 39	Proyectos de Inversión 2009	53
Tabla 40	Costo Refinación 2008	56
Tabla 41	Volumen de Combustible Transportado por Poliducto 2008	58
Tabla 42	Volumen de Combustible Transportado por Poliducto 2009	59
Tabla 43	Exportación de Crudo 2008	61
Tabla 44	Exportación de Crudo 2009	62
Tabla 45	Exportación Crudo Napo realizada por Petroecuador en Convenio con Venezuela 2008	62
Tabla 46	Exportación Crudo Napo realizada por Petroecuador en Convenio con PDVSA Venezuela 2009	63
Tabla 47	Importación de Derivados realizada por Petroecuador en Convenio con PDVSA Venezuela 2008	63
Tabla 48	Importación de Derivados realizada por Petroecuador en Convenio con PDVSA Venezuela 2009	64
Tabla 49	Importación de Derivados realizada por Petroecuador en Convenio con ENAP Chile	64
Tabla 50	Precios y Diferenciales	65
Tabla 51	Remediación Ambiental Ejecutada en el 2008	71
Tabla 52	Derrames Remediados en el 2008	71
Tabla 53	Eliminación de Pasivos Ambientales	74
Tabla 54	Volúmenes de Suelo Tratado en los Procesos de Remediación	76
Tabla 55	Comparativo Anual de Atención Médica	79
Tabla 56	Accidentabilidad Comparativa	79
Tabla 57	Resultados del Proceso de Evaluación por Competencias	86
Tabla 58	Producción de Campo – Operadoras de Petroecuador 1999-2009	91

Tabla 59	Pérdidas por Mermas de Producción – Petroecuador 1999-2009	92
Tabla 60	Inversiones Destinadas a Exploración y Producción de crudo de Petroecuador 1999.2009	93
Tabla 61	Inversiones Destinadas a producción de Crudo de Petroecuador 1999.2009	94
Tabla 62	Saldo Exportable de Crudo Petroecuador 1999.2009	95
Tabla 63	Producción de Campo vs. Inversión – Petroecuador 1999.2009	96
Tabla 64	Cálculo de inversión requerida para eliminar las pérdidas de producción referida al año base 1999	97
Tabla 65	Incremento de la Producción de Crudo Fiscalizada por Incremento de la Inversión de Petroecuador, Comparada a Declinación Histórica	99
Tabla 66	Programa de Inversiones de Petroecuador (Planificado vs. Ejecutado) 1999-2009	100
Tabla 67	Costo Beneficio (Variación Ingresos/ Diferencia Inversión) 1999.2009	101
Tabla 68	Producción de Petroproducción tomando como base el año 1999	103

1

Introducción



En noviembre de 2007, la Armada Nacional, por mandato presidencial, asumió la administración de PETROECUADOR, con el objetivo de enfrentar la progresiva disminución de eficiencia en la exploración, producción, industrialización y transporte del petróleo, que hasta entonces se había evidenciado en la empresa estatal de petróleo.

Los problemas que se encontraron en Petroecuador y sus filiales eran de varias clases y magnitud, que iban desde lo administrativo, financiero, tecnológico, técnico, hasta planificación, lo que afectaba el conjunto de toda la cadena de valor, es decir, la exploración, producción, transporte, refinamiento y comercialización de hidrocarburos. Con el compromiso, de enfrentar esta situación, la administración Naval priorizó objetivos y procesos esenciales frente al desafío de precautelar el interés nacional en el manejo del recurso hidrocarburífero.

En el 2008, se tomaron acciones inmediatas que solucionaron problemas coyunturales, pero a la vez, se inició un fuerte trabajo de planificación con el afán de elaborar estrategias y ejecutar acciones que solucionen problemas estructurales de la empresa.

Así, surgió el PLAN MAESTRO 2009-2015, el cual se aplicó en el 2009, a través de un plan operativo anual, que ha afianzado la ejecución de programas y proyectos fundamentales para consolidar al sector hidrocarburífero, con un modelo de gestión empresarial que proyecte a PETROECUADOR, progresivamente, como una empresa de clase internacional, que optimice con metas claras, control de resultados y transparencia, la exploración y explotación del petróleo a favor de toda la sociedad ecuatoriana.

En estos dos últimos años, el monto asignado por el Ministerio de Finanzas ha sido de 1.651,1 millones de dólares para el año 2008, con un cumplimiento de ejecución del 69.3% (1.147 millones de dólares) y para el año 2009 fue asignado 1.192,1 millones con un cumplimiento del 93.7% (1.585 millones de dólares),

Las inversiones durante el 2008, equivalen aproximadamente a los 6 últimos años de inversión en la empresa y la ejecución correspondiente al año 2009, representa aproximadamente los últimos 13 años de inversión. En los dos años, PETROECUADOR ha invertido 2.828 millones, un monto superior a los 25 últimos años.

Entre los resultados obtenidos de estos dos años de gestión se encuentran:

- Alto a la declinación de la producción petrolera que a febrero de 2010 se ubica en 183 mil barriles diarios, mientras en noviembre de 2007 estaba en 162 mil barriles diarios.
- Ejecución de programas de exploración y perforación en la Amazonía, con lo que se incrementó las reservas por 98.6 millones de barriles en 2008, y en el 2009 la meta fue de 104.9 millones de reservas adicionales pero se llegó a los 200 millones de barriles

- Mejora sustancial en operatividad de las tres Refinerías, al lograr índices de rendimiento del 89% la Refinería Esmeraldas, 97% La Libertad y 99% la refinería Amazonas, índices mayores que los últimos años.
- Ejecución de inversiones alcanzó al 78% en 2008 y llegó al 95% en 2009, mientras en los años previos era del 44.7%.
- Acertada política de comercialización, al eliminar intermediarios y negociar con consumidores finales, por lo que el diferencial de los últimos tres meses fue de -\$ 5.3 por barril para el crudo Oriente y -\$ 7,45 por barril para el crudo Napo, generando recursos adicionales por USD \$ 28 millones mensuales al país, pese a la presión de esos grupos de poder.
- Creación de la Vicepresidencia Ambiental.
- Reestructuración de la empresa, que tiene tres fases, con la asesoría de la empresa estadounidense Wood Mackenzie. La primera, entre abril y noviembre de 2008 con el diagnóstico y aprobación del Plan Estratégico; la segunda consistió en estabilización y optimización de estrategias y concluyó en diciembre pasado. La tercera, el plan de mejora continua, culminará en diciembre del 2010.
- Elaboración y aplicación del Plan Maestro, que involucra los programas y proyectos válidos para los próximos 30 años. Para su seguimiento se implementó el software EPR (Empresa por Resultados) para mejorar la gestión de los proyectos ejecutados por las distintas filiales de PETROECUADOR.
- Puesta en marcha del proyecto de construcción de la nueva refinería, para procesar 300 mil barriles diarios, mientras se han re potenciado las actuales y se construirá una planta de procesamiento de residuos en Esmeraldas y otra se construye nueva infraestructura de políductos, gasoductos, estaciones de servicio y la destinada a biocombustibles.

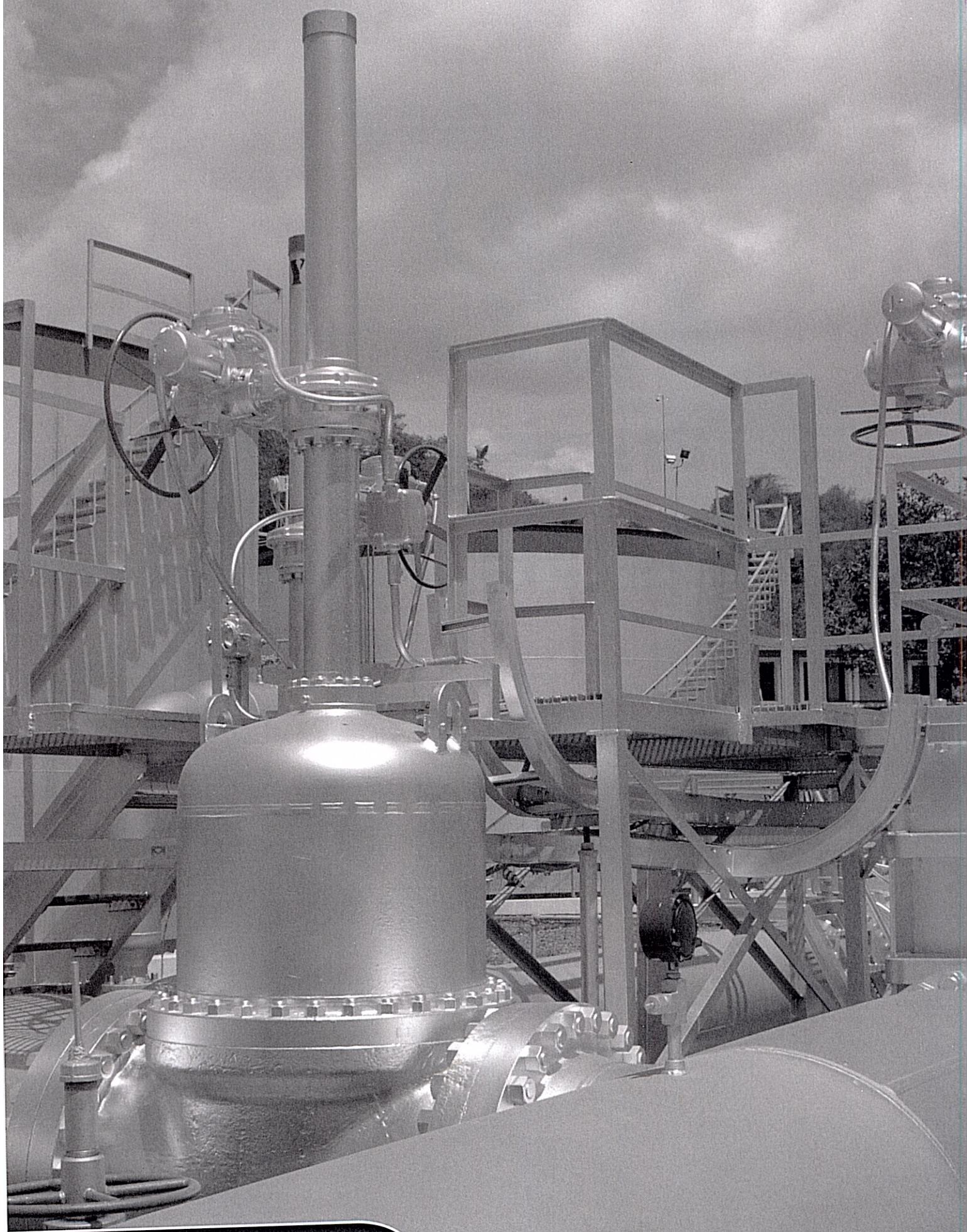
Esto demuestra que la gestión empresarial no solo se ha encaminado a incrementar la producción del petróleo, sino también al recambio, ampliación y automatización de la infraestructura en todo el sistema de producción, refinamiento, transporte de crudo y derivados, almacenamiento y abastecimiento de combustibles.

En las siguientes páginas se detallará los resultados del trabajo realizado, por la Administración Naval, durante el periodo 2008-2009.

2

Exploración y Desarrollo





2.1. EXPLORACIÓN Y DESARROLLO

Las metas operativas programadas y alcanzadas durante los años 2008 y 2009, vinculadas a la "Producción Nacional" obedecen a la política del gobierno de recuperar la rentabilidad de los ingresos del petróleo para el Estado, en función del control de la inversión pública, estableciendo convenios entre gobiernos y renegociaciones con el sector privado.

En la inversión pública ha permitido el crecimiento de la Exploración y Explotación Hidrocarburíferas, recuperándose en parte la falta de inversión de los gobiernos anteriores y la pobre rentabilidad que deja los contratos suscritos con las operadoras privadas, determinación política que permitió la inversión.

Antes de la determinación de estas políticas y de las metas propuestas para el año 2008, los campos operados por PETROPRODUCCIÓN tenían una producción diaria baja, ya que no contaba con una inversión para cubrir los costos de control de la declinación natural, así como también para cubrir las falencias operacionales.

El trabajo y el esfuerzo ejecutado, durante estos dos últimos años, ha permitido obtener mayores volúmenes de crudo destinado para la exportación.

El presente análisis indica los logros en la gestión realizada por PETROECUADOR en el campo de la producción petrolera, en pos de contrarrestar la inefficiencia en la inversión ejecutada en los gobiernos anteriores, en consecuencia se fortaleció el control de la producción y el control de la exploración de los yacimientos para determinar el factor de recobro; se impulsó la búsqueda de nuevos prospectos hidrocarburífero en el litoral ecuatoriano; el manejo de una campaña agresiva de perforación-reacondicionamiento de pozos a través del levantamiento artificial como herramienta tecnológica de exploración de yacimientos, para así poder recuperar e incrementar la producción de los campos.

La incorporación del sistema de mejoramiento de operaciones Scada, control remoto de operaciones en tiempo real, que ha tenido excelentes resultados en Cuyabeno – Sansahuari, que cuenta con una estación de control de monitoreo en Lago Agrio.





2.1.1. PETROPRODUCCIÓN

Una de las principales políticas de gestión de la administración naval en PETROECUADOR consistió en incrementar el volumen de reservas a través del descubrimiento de nuevos prospectos productivos, mediante el desarrollo de campos y el incremento de las reservas petroleras.

A través de la ejecución del Programa Exploración y Desarrollo, PETROECUADOR se propuso mantener un mínimo de 85% de éxito en la exploración y desarrollo de campos petroleros en forma sustentable, para que PETROECUADOR sea reconocida entre las 5 primeras empresas petroleras latinoamericanas.

2.1.1.1. SÍSMICA

Año 2008

Con la finalidad de potenciar las cuencas sedimentarias del Litoral, se inició los trabajos de registro sísmico 2D de 10.000 kilómetros cuadrados en área marina, recálculo topográfico, reproceso de 15.000 kilómetros de sísmica 2D marítima y terrestre, interpretación e integración de información del subsuelo; el registro, proceso e interpretación sísmica 2D terrestre de 4.000 kilómetros en el subsuelo con cobertura mínima de 4.800% full migrada; el registro sísmico 2D marino en el océano pacífico de hasta 10.000 kilómetros en el subsuelo con cobertura 16.000% full migrada; la adquisición, procesamiento e interpretación sísmica tridimensional 3D de 1.829 km² en superficie con cobertura 2.400% full migrada correspondientes a 1.594 km² en el subsuelo del área del Bloque 5.

Año 2009

En este año se realizaron trabajos de sísmica 3D en el área Cuyabeno, Sansahuari, Oriente ecuatoriano, el cual abarcó 569 km² con un monto de inversión de USD 27.754 MM. Además, se llevaron a cabo trabajos sísmicos 3D en el área Cononaco, oriente ecuatoriano, con una inversión de USD 13.537 MM con una cobertura de 357 km². Como resultado de estos trabajos fueron encontrada 104 reservas posibles, lo cual superó las 90 reservas posibles programadas y el cumplimiento de la meta es de 115,5%

2.1.1.2. INCREMENTO DE RESERVAS PETROLERAS

Año 2008

PETROECUADOR estableció como meta incrementar las reservas de petróleo, y conservar el performance en el desarrollo de los campos, a través de la utilización de tecnología de punta, para mantener al menos la igualdad en la relación barril producido / barril de reservas incrementado.

El programa Exploración y Desarrollo, ejecutado por PETROPRODUCCIÓN, planteó como principales objetivos incrementar reservas posibles, probables y probadas, y mantener el performance en la ubicación y productividad de pozos productores en la Cuenca Oriente (MADURA).

Para ello, en el 2008, se destinaron 32.578 miles de dólares de inversión para el establecimiento de las actividades de exploración, de los cuales fueron ejecutados 27.088 miles de dólares, que representó el 83.1% de ejecución anual.

La meta anual propuesta fue lograr 30 miles de millones de barriles (MMBLS) de Reservas Probadas programadas, distribuidas de la siguiente manera:

- 20 MMBLS corresponden a la Simulación Matemática del campo Sacha (Proyecto de inversión # 04202)
- 5 MMBLS corresponden a la simulación Matemática de campo Atacapi-Parahuacu (Proyecto de inversión # 08203)
- 5 MMBLS corresponden al factor de recobro (Proyecto de inversión # 07201).

El cumplimiento de la meta reportada fue del 188% que representó 56.3 miles de millones de barriles.

- 40 MMBLS corresponden a la Simulación Matemática del campo Sacha (Proyecto de inversión # 04202)
- 5.2 MMBLS corresponden a la simulación Matemática de campo Atacapi-Parahuacu (Proyecto de inversión # 08203)
- 9 MMBLS corresponden al factor de recobro (Proyecto de inversión # 07201).

TABLA 1

CUADRO COMPARATIVO ENTRE EL OBJETIVO Y EL CUMPLIMIENTO DE LAS METAS PROPUESTAS ÁREA EXPLORACIÓN Año 2008 Cifras millones de barriles				
INCREMENTO DE RESERVAS	OBJETIVO PROGRAMADO	PROBABLES/ PROBADAS	CUMPLIMIENTO	%
RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES	65,00		98,6	152%
Reservas Probadas	30,00	7,5	56,3	188%
Simulación Matemática	25,00		40	200%
Campo Sacha	20,00		5,2	104%
Atacapi Parahuacu	5,00			
Factor recobro	5,00		9	180%
Perforación Pozo Exploratorio Arazá (T+U inferior)		7,5	2,1	28%
Reservas Probables	35,00		42,3	121%
Estudio Integrado de campo	20,00		24	120%
Víctor Hugo Ruales	20,00		24	120%
Perforación de pozos exploratorios	15,00		18,3	122%
Arazá	7,5		10,8	144%
Drago NE-1*	7,5		7,5	100%

* Pozo exploratorio Drago NE-1 no se perfora en su reemplazo, se perfora el pozo Drago □.
Al 31 de diciembre se reporta un avance del 87% de perforación
Fuente: Plan Operativo Aprobado N°09-DIR-01-16, PETROPRODUCCIÓN OF. N° 0327-PPR-VPR-OP-2009

Año 2009

Para el 2009, el presupuesto de inversión ejecutado de PETROPRODUCCIÓN fue de 584.455.682 dólares que corresponde al 99.7% del presupuesto anual aprobado. De los cuales, 73.654.351 fueron destinados a la exploración de nuevas reservas petroleras.

META 2009: Incrementar las reservas en 104.5 miles de millones de barriles de petróleo, concerniente a:

- 14.8 millones de barriles en reservas probables (con un factor de riesgo del 25%) obtenidas por medio de la perforación de pozos exploratorios en dos sitios.
- 40 millones de barriles en reservas posibles (con un factor de riesgo del 50%) aplicando Sísmica 3D en Cononaco.
- 50 millones de barriles en reservas posibles (con un factor de riesgo del 50%), con Sísmica 3D, en Cuyabeno Sansahuari”.

El logro ejecutado durante este año fue el incremento de reservas a 120.40 MMBLS, lo que significó un cumplimiento del 114.89% de lo programado, tal como lo demuestra la tabla No 2:

TABLA 2

RESERVAS DE PETRÓLEO INCREMENTADAS EN AÑO 2009

ESTRATEGIA	RESERVAS EN MMBLS.			
	POSSIBLES		PROBABLES	
PROGRAMADO	EJECUTADO	PROGRAMADO	EJECUTADO	
PERFORACIÓN EXPLORATORIA				
POZO DRAGO NORTE			7.4	8.8
POZO CONDORAZO			7.4	7.6
SÍSMICA 3D				
659 KM2 EN AREA CUYABENO SANSAHUARI	50	62		
357 KM2 EN ÁREA CONONACO	40	42		
SUB TOTAL	90	104	14.8	16.4
TOTAL RESERVAS (Posibles y Probables)	PROGRAMADO		EJECUTADO	
	104.8		120.4	

Fuente: Informe de Gestión de Petroproducción 2009

2.1.1.3. PERFORACIÓN DE POZOS

Año 2008

La inversión asignada para llevar a cabo esta actividad de la cadena de valor de PETROECUADOR durante el 2008 fue de 18.150 miles de dólares, de los cuales se ejecutaron 18.187 miles de dólares, que representó el 100.2% del cumplimiento presupuestario anual.

META 2008: Perforación de 59 pozos:

- 54 direccionales
- 1 exploratorio
- 4 reinyector

Hasta diciembre del 2008 se ha finalizado la perforación de 52 pozos, lo que equivale a un cumplimiento del 92%. Además, se inició la perforación de 7 pozos durante los meses de noviembre y diciembre del presente año, por tanto, está previsto concluir este trabajo en el 2009.

En el siguiente cuadro se detalla el número de pozos perforados y la correspondiente clasificación en cada una de las seis áreas.

TABLA 3

POZOS PERFORADOS COMPLETADOS ENERO-DICIEMBRE 2008

AREA	CLASIFICACIÓN					
	Nº POZOS PERFORADOS	DESARROLLO	EXPLORATORIOS	AVANZADA	REINYECCIÓN	INYECCIÓN
LIBERTADOR	4	3			1	
CUYABENO	2	1				1
LAGO AGRI	14	14				
SHUSHUFINDI	5	5				
SACHA	17	16				1
AUCA	10	9			1	
TOTAL	52	48			2	2

Fuente: Coordinación General de Planificación y Control de Programas

Año 2009

El presupuesto de inversión enero – diciembre del 2009 destinado para la actividad correspondiente a la perforación de pozos petroleros fue de 217.091.592.

META 2009: Perforación de 57 pozos

Entre enero y diciembre del presente año se concluyó la perforación de 67 pozos, de los cuales, 7 pozos comenzaron su perforación en el año 2008 y los 60 restantes iniciaron la perforación en el año 2009; esto significa que se cumplió la meta programada en un 117.54%

Adicionalmente, los pozos: Auca WW-1D, Shushuqui -22D, Culebra -11D y Cuyabeno -34D aún están en proceso de perforación.

En el siguiente cuadro se detalla el número de pozos perforados y la correspondiente clasificación en cada una de las seis áreas.

TABLA 4

POZOS PERFORADOS ENERO-DICIEMBRE 2009

AREA	CLASIFICACIÓN					
	Nº POZOS PERFORADOS	DESARROLLO	EXPLORATORIOS	AVANZADA	REINY.	INYEC.
LIBERTADOR	5	3			2	
CUYABENO	11	9		1	1	
LAGO AGRI	7	5			2	
SHUSHUFINDI	12	8	3		1	
SACHA	12	12				
AUCA	20	16		1	2	1
TOTAL	67	53	3	2	8	1

Fuente: Informe de Gestión de Petroproducción 2009

2.1.1.4. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

Año 2008

El reacondicionamiento de pozos que realiza PETROPRODUCCIÓN para mejorar la recuperación de la misma de producción se lo realiza con torre y sin torre.

METAS 2008: Reacondicionamiento con torre: 350 pozos

Durante el 2008 se reacondicionaron 346 pozos, con un cumplimiento del 98.8% frente a lo programado, alcanzando una recuperación de la misma de producción de 102.953 bls/día.

Entre los trabajos realizados constan: cambios de BES y cambios de BHA, aislamiento de agua con cementación forzada, pruebas iniciales y complementación en los nuevos pozos perforados, disparar y evaluar nuevas zonas, recuperar tubería de producción.

TABLA 5**REACONDICIONAMIENTO DE POZOS CON TORRE**

Mes	# Trabajos	Recuperación de producción Bls/día
Enero	29	7.070
Febrero	23	6.318
Marzo	30	8.720
Abril	20	4.616
Mayo	30	6.957
Junio	28	7.583
Julio	29	9.485
Agosto	31	8.586
Septiembre	28	11.632
Octubre	31	7.759
Noviembre	29	13.377
Diciembre	38	10.850
TOTAL	346	102.953

Fuente: Informe de Gestión de Petroproducción 2009

En cuanto al reacondicionamiento sin torre, se realizó 107 trabajos lo que significó una recuperación de producción de 6.047 bls/día. Estos trabajos consistieron en: Estimulación matricial, limpieza de bombas con solventes, limpieza con CTU.

TABLA 6**REACONDICIONAMIENTO DE POZOS SIN TORRE**

Mes	# Trabajos	Recuperación de producción Bls/día
Enero	16	369
Febrero	11	552
Marzo	8	1.786
Abri	5	343
Mayo	10	37
Junio	5	347
Julio	7	706
Agosto	9	427
Septiembre	8	774
Octubre	8	430
Noviembre	12	-247
Diciembre	8	523
TOTAL	107	6.047

Fuente: Informe de Gestión de Petroproducción 2009

Año 2009**META 2009:** Reacondicionamiento de 400 pozos

En este año se consiguió reacondicionar 391 pozos, lo que equivale al 97.75% de cumplimiento en relación a la meta programada.

TABLA 7**REACONDICIONAMIENTOS REALIZADOS
AÑO 2009**

Mes	# Trabajos	Recuperación de producción Bls/día
Enero	36	12.116
Febrero	26	5.815
Marzo	42	14.106
Abri	32	10.335
Mayo	33	10.384
Junio	30	8.647
Julio	27	5.773
Agosto	43	12.404
Septiembre	31	5.335
Octubre	37	4.491
Noviembre	27	734
Diciembre	27	1.948
TOTAL	391	92.388

Fuente: Informe de Gestión de Petroproducción 2009

2.1.1.5. PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO

TABLA 8

Cuadro 1. PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO DE PETROECUADOR

PERÍODO: Enero - Diciembre del 2008

cifras en miles de barriles

EMPRESA	REPROGRAMADO	REAL	VARIACIÓN	CUMPLIMIENTO
PETROPRODUCCIÓN (a)	62.299	62.822	523	100,8%
ÁREA LAGO AGRI	3.620	3.653	33	100,9%
ÁREA LIBERTADOR	7.570	7.916	347	104,6%
ÁREA SACHA	17.037	16.779	-257	98,5%
ÁREA AUCA	12.284	12.217	-67	99,5%
ÁREA SHUSHUFINDI	15.984	15.924	-60	99,6%
ÁREA CUYABENO	5.806	5.908	103	101,8%
BLOQUE 27 (EX-CITY)	-	425	425	

Fuente: Coordinación General de Planificación y Control de Programas

Año 2008

La meta de producción de crudo de PETROPRODUCCIÓN en campo en el 2008 fue de 62.299 miles de barriles, con una ejecución de 62.822 miles de barriles.

Por operación directa de PETROPRODUCCIÓN, producto de la producción de 495 pozos entre enero-diciembre de 2008, se alcanzó un volumen de 62.8 millones de barriles de crudo en campo, que frente al programa inicial se observa un cumplimiento del 93.3% y 100.8% frente a lo reprogramado, donde se incluye la producción del bloque 27 y con respecto al año 2007 un incremento del 2.9%.

A continuación se presenta la producción promedio diaria correspondiente al 2008:

TABLA 9

PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO – POR ÁREA 2008
Bariles/día
Enero- Diciembre

Mes	Lago Agrio	Libertador	Sacha	Auca	Cuyabeno	Shushufindi	Bloque 27
Enero	9.101	21.567	46.090	34.655	14.936	45.219	
Febrero	9.306	21.807	47.502	33.547	15.828	44.514	
Marzo	9.331	21.382	45.743	33.483	16.754	43.631	
Abril	9.030	21.092	44.582	33.783	16.079	44.269	
Mayo	8.794	21.170	43.854	33.081	15.785	43.298	
Junio	8.759	22.242	45.135	32.134	16.063	41.099	
Julio	9.780	21.868	45.285	31.271	15.674	43.178	
Agosto	10.411	22.323	45.224	31.237	16.172	42.721	2.801
Septiembre	10.481	22.027	45.725	32.908	15.764	42.720	2.700
Octubre	10.972	21.757	45.335	34.350	15.997	42.977	2.779
Noviembre	11.666	21.476	46.706	34.661	16.443	42.599	2.816
Diciembre	12.081	20.856	49.022	35.358	18.196	45.832	2.782
Total	119.712	259.567	550.203	400.468	193.691	522.057	13.878

Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Año 2009

Para el año 2009, de acuerdo con lo señalado la producción de petróleo, en los campos operados por la Filial se estimó en 67'266.397 barriles que corresponde a una producción promedio diaria de 184.291; efectivamente, la producción acumulada de enero a diciembre del 2009, fue de 66'583.774,81 barriles, que equivale a una producción promedio diaria de 182.421,30 barriles y que en relación a lo programado para el año representa un cumplimiento del 98.99%

En la tabla No 5, se detalla los barriles de petróleo obtenidos mensualmente y porcentaje de cumplimiento mensual.

TABLA 10

EMPRESA	Cuadro 1. PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO DE PETROECUADOR PERÍODO: Enero-Diciembre del 2009 Cifras en miles de barriles				
	PROGRAMADO		Ejecutado (b)	CUMPLIMIENTO %	
	POA Inicial	Reprogramado (a)		Var b-a	% b/a
PETROPRODUCCIÓN	64.368	67.266	66.585	-681	99,0%
ÁREA LAGO AGRIOS	4.489	4.644	4.403	-242	94,8%
ÁREA LIBERTADOR	6.582	6.893	7.081	188	102,7%
ÁREA AUCA	12.244	13.201	12.824	-377	97,1%
ÁREA SHUSHUFINDI	15.951	16.714	16.862	148	100,9%
ÁREA CUYABENO	7.488	7.791	7.484	-307	96,1%
ÁREA SACHA (RIO NAPO)	17.614	18.023	17.931	-91	99,5%

Fuente: Petroproducción

A continuación se presenta la producción promedio diaria correspondiente al 2009:

TABLA 11

PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO – POR ÁREA 2009
Bariles/día

Mes	Lago Agrio	Libertador	Shushufindi	Auca	Cuyabeno	Sacha
Enero	282.143	668.578	1.401.790	1.074.304	463.029	1.428.794
Febrero	269.881	632.417	1.290.900	972.850	459.020	1.377.570
Marzo	289.267	662.832	1.352.570	1.037.966	519.362	1.418.040
Abril	270.903	632.770	1.328.074	1.013.495	482.366	1.337.472
Mayo	272.625	656.277	1.342.233	1.025.515	489.325	1.359.486
Junio	262.755	667.262	1.232.962	964.033	481.881	1.354.054
Julio	303.191	677.893	1.338.533	969.397	485.909	1.403.834
Agosto	322.734	692.008	1.324.341	968.344	501.332	1.401.936
Septiembre	314.438	660.808	1.281.604	987.227	472.913	1.371.764
Octubre	340.125	668.097	1.332.275	1.067.959	495.898	1.405.377
Noviembre	349.974	632.428	1.277.959	1.039.833	493.303	1.401.169
Diciembre	374.519	634.735,49	1.420.787	1.096.100	564.086	1.519.688
Total	3.447.187	7.886.106	15.924.027	12.217.023	5.908.423	16.779.185

Fuente: Coordinación General de Planificación y Control de Programas

2.1.1.6. PRODUCCIÓN DE CRUDO FISCALIZADO

En el 2008 y 2009, Petroecuador incrementó en un 12.1% la producción petrolera estatal. Petroproducción aportó con el 6.5% y Petroamazonas con el 5.3%, lo que significa un aumento de 30.412 barriles por día (bls/d), lo que representa un incremento del 12, 1%.

Petroproducción por si sola subió su producción fiscalizada de 162.160 bls/d en 2007 a 171.641 bls/d en 2008 y a 181.292 bls/d adicionales, en el 2009, sumando un incremento de 19.132 bls/d equivalentes al 11,8 %.

La tabla No 7 presenta un análisis comparativo de la producción fiscalizada mensual del año 2008, en relación al 2007.

TABLA 12

MES	PETROPRODUCCIÓN			
	PRODUCCION FISCALIZADA 2008	PRODUCCION FISCALIZADA 2007	2009 RESPECTO DEL 2007	2009 RESPECTO DEL 2008
ENE	171.569	164.261	10,4%	5,7%
FEB	172.505	160.200	12,6%	4,6%
MAR	170.324	161.206	10,9%	5,0%
ABR	168.836	159.861	12,8%	6,8%
MAY	165.983	156.905	17,2%	10,8%
JUN	165.432	162.271	15,3%	13,1%
JUL	167.074	159.521	13,4%	8,3%
AGO	170.888	163.577	10,4%	5,7%
SEP	172.326	163.864	9,3%	3,9%
OCT	174.266	164.324	9,2%	2,9%
NOV	176.367	162.872	10,9%	2,4%
DIC	184.128	167.057	8,6%	-1,5%
PROMEDIO	171.641	162.160	11,8%	5,6%

MAZÓNICA, DIREHI PENÍNSULA, L.E.

Elaboración: DNH-TA

Los ingresos adicionales generados por la mejora de la producción incremental en los años 2008 y 2009 ascendieron a 1999 millones de dólares.

En el 2009, la producción fiscalizada se detalla en la siguiente tabla:

TABLA 13

	META 2009 (1)	PETROPRODUCCIÓN			
		REAL 2009 Bariles Netos Diarios			
		PRODUCC FISC WEB	ENTREGAS	DIF, TANQUES	SUBTOTAL FISCALIZADO (2)
ENE	182.527	166.707	13.745	958	181.410
FEB	178.785	166.189	14.422	-202	180.409
MAR	176.466	165.260	14.576	-1.043	178.794
ABR	178.759	166.599	15.187	-1.460	180.327
MAY	183.128	170.505	13.528	-115	183.918
JUN	184.379	169.539	14.300	3.328	187.167
JUL	184.248	167.126	13.330	442	180.898
AGO	183.436	170.273	11.610	-1.221	180.662
SEP	184.796	165.526	14.913	-1.406	179.033
OCT	184.060	165.326	14.510	-452	179.384
NOV	182.394	168.272	13.174	-901	180.546
DIC *	181.049	170.273	13.613	-931	182.956
PROMEDIO ANUAL	182.002	167.393	13.936	-188	181.292

Fuente: DIREHI AMAZÓNICA, DIREHI PENÍNSULA, L.E.

Elaboración: DNH-TA

2.1.1.7. COSTOS DE PRODUCCIÓN

El costo unitario de producción de un barril de petróleo llegó a 9,81 dólares, durante el año 2009. Estos costos corresponden a un volumen de producción registrada a diciembre de 74.117.878 barriles de crudo. (No incluye la producción de excedente campos marginales).

TABLA 14

COMPARATIVO DE COSTOS REALES DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN ACUMULADO (US\$/BI)

AÑO	COSTOS	ENERO	ENERO-FEBRERO	ENERO-MARZO (1)	ENERO-ABRIL	ENERO-MAYO	ENERO-JUNIO	ENERO-JULIO	ENERO-AGOSTO	ENERO-SEPTIEMBRE	ENERO-OCTUBRE	ENERO-NOVIEMBRE	ENERO-DICIEMBRE
<i>Costos</i>													
2008	OPERACIÓN	645	6,95	835	7,74	745	8,60	9,04	9,18	8,77	8,55	8,79	8,76
	PRODUCCIÓN	904	8,65	10,06	9,56	932	10,43	10,83	10,95	10,50	10,26	10,49	10,48
<i>Variación</i>													
2008	OPERACIÓN	-7%	22%	-8%	-1%	-6%	-18%	-20%	-25%	-20%	-18%	-18%	-12%
2009	PRODUCCIÓN	7,80	10,35	9,54	9,53	8,84	8,96	9,14	8,79	8,92	8,92	9,18	9,81

Fuente: PETROPRODUCCIÓN



2.1.2. PETROAMAZONAS

Petroamazonas Ecuador S.A., empresa subsidiaria de Petroecuador, a la que brinda servicios desde agosto de 2008.

Petroamazonas venía operando como Unidad de Administración Temporal del Bloque 15 (UB15), hasta esa fecha, en que tomó el nuevo de nombre, con distinto estatuto jurídico.

Entre los desafíos asumidos por PETROAMAZONAS, se encuentra la operación del Bloque 31 y el desarrollo del campo Pañacocha. Esta gran tarea, encomendada por Petroecuador, obedece a los exitosos resultados obtenidos en los campos del Bloque 15, que derivan de una eficiencia profesional y de la utilización de nuevas tecnologías —únicas en la región— para la extracción del crudo, con un denominador común de respeto a las comunidades y el ambiente.

Durante el 2008, Petroamazonas se propuso retos exigentes y alcanzables para contribuir al desarrollo energético del país.

El objetivo principal fue el destinar los recursos necesarios que permitan el correcto desarrollo y operatividad de los campos.

2.1.2.1. SÍSMICA

En lo que respecta a sísmica y geología se dio inicio a la certificación de reservas, los modelos de simulación 3D y optimización, además de continuar con la ejecución física de la sísmica 3D, la cual inició en septiembre.

2.1.2.2. RESERVAS PETROLERAS

Año 2008

Uno de los objetivos definidos por Petroamazonas fue reorientar la exploración y búsqueda de nuevas reservas, privilegiando los prospectos de mayor certeza y facilidad para su pronta incorporación a la producción y desarrollo, por lo cual para el 2008 se planificó la Perforación Exploratoria de cuatro pozos.

TABLA 15

Pozo Exploratorio	Torre - RIG	Status
Palmar Oeste 1	Nabors	Perforado y Completado
Palmeras Norte 1	Nabors	Perforado y Completado
Pañayacu 1	Sinopec 168	Perforado y Completado
Tuntiak 1	Sinopec 168	En Perforación

Fuente: Petroamazonas

2.1.2.3. PERFORACIÓN DE POZOS

En lo que respecta a la Perforación Exploratoria, se concluyó con la perforación de los Pozos Palmar Oeste 1, Palmeras Norte 1 los cuales entraron en producción temprana. Cabe indicar que los estudios preliminares indican que el grado API de estos pozos fue superior a los 25º API. Adicionalmente se culminó con la perforación del Tercer Pozo Exploratorio Pañayacu 1 y se realizaron las pruebas respectivas.

En lo que respecta al 4to pozo exploratorio Tuntiak 1, se inició la movilización de torre y perforación del mismo y se continuó con los trabajos de la Torre de Sinopec 168 para el 4to Pozo Exploratorio.

Con la finalidad de mantener e incrementar la producción de crudo del año 2008, generando el nivel de producción técnicamente sin afectar la vida útil de los campos, PETROAMAZONAS planificó realizar la perforación de desarrollo de 40 pozos y 2 pozos inyectores.

Para este año se estimó necesario el utilizar 6 torres de perforación, sin embargo se incorporó ya una séptima torre de perforación, que se movilizó en septiembre 2008 e inició la perforación en Octubre del tercer pozo exploratorio.

Para este período enero-diciembre 2008, ejecutaron \$ 230 MM de un total de \$244 MM presupuestados para este mismo período; correspondiente a la perforación de 42 pozos, (18 en Edén Yuturi y 24 en ILYP).

TABLA 16

PERFORACIÓN DE POZOS EN 2008

Tipo de pozo	Edén-Yuturi	Indillana	TOTAL
Pozos Horizontales	3	1	4
Pozos Direccionales	12	20	32
Pozos Exploratorios	0	3	3
Completaciones Duales	11	10	21

Fuente: Informe de Labores de Petroamazonas

Una vez concluidos los pozos antes descritos, las 6 torres de perforación destinadas a los pozos de desarrollo, contribuyeron a incorporar a la producción lo antes posible nuevos pozos en las áreas seleccionadas.

A Diciembre de 2008, estas 6 torres estaban realizando los trabajos de perforación y completación de varios pozos, tal como se describe a continuación:

TABLA 17

No.	Pozo Desarrollo	Campo	Torre - RIG	Status
1	Yanaquinchá Este 12	Yanaquinchá	CPEB 50243	En Perforación
2	Yanaquinchá Este A6	Yanaquinchá	Sinopec 128	En Perforación
3	EY J-84	Edén	Sinopec 129	En Perforación
4	EYC-94	Edén	H&P 132	En Completación
5	EY WDW B8	Edén	Petrex	En Completación
6	Paka Sur 8	Paka Sur	Nabors	En Perforación

Fuente: Petroamazonas

Año 2009

En el año 2009, la inversión programada para esta actividad fue de 331.823.954, no obstante, el presupuesto real invertido durante el 2009 en actividades relacionadas con la perforación de pozos petroleros fue de 357.075.253, lo que significa que se ejecutó el 108% de lo programado.

En este año se perforaron cuatro torres para desarrollar aparte de las tradicionales, los campos Palmar Oeste y Palmeras Norte.

El total de pozos perforados es de 54 con lo que existe un 100% de cumplimiento en la meta establecida para el 2009. A continuación se detalla los pozos perforados por campos.

TABLA 18
PERFORACIÓN DE POZOS POR CAMPOS

CAMPOS	REAL	PROGRAMADO
Exploratorio	1	1
Edén Yuturi	25	25
ILYP	28	28
Total	54	54

Fuente: Petroamazonas

2.1.2.4. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

Para el período enero-diciembre 2008 se presupuestó un total de \$132.5 MM, de los cuales se han ejecutado \$126.6 MM en trabajos orientados en mantener una correcta operatividad y funcionalidad en todas las locaciones dentro del área del Bloque 15, incluido la incorporación de la producción de los nuevos pozos perforados y, además, la realización de las construcciones nuevas y adecuaciones mayores para el funcionamiento óptimo del campo.

Proyecto Pañachocha

En cuanto al campo Pañacocha, se presupuestó \$49.6 MM, de los cuales se ejecutó \$26.9 MM. En lo relacionado a las reservas certificadas de este proyecto, éstas focalizan los 42.39 MMBP, según la siguiente tabla:

Reservas Probadas	Reservas Probables	Reservas Posibles	Reservas Totales
17.42 MMBP	17.46 MMBP	7.51 MMBP	42.39 MMBP

Fuente: Petroamazonas

2.1.2.5. PRODUCCIÓN DE CRUDO

Año 2008

La producción de crudo en campo fue de 34.7 millones de barriles con un cumplimiento del 94.9%, con un incremento del 8,0% con respecto al año 2007, y con respecto al Plan Operativo inicial fue de 89.0%.

La meta de producción en el 2008 de Petroamazonas, se enfocó en revertir la declinación natural de los campos y aumentar la producción mediante la perforación de nuevos pozos de desarrollo tanto en Edén Yuturi como en el Complejo Indillana Limoncocha, Yuturi y Paka, cuya producción alcanzó los 34.7 millones de barriles y el promedio anual fue de 94.943 bls/día.

Año 2009

Petroamazonas incrementó su producción del año 2009 en 4,1%, respecto al año 2008, su producción en campo fue de 36.2 millones de barriles de crudo a un promedio diario anual de 99.132 barriles día.

TABLA 19
PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO – PETROAMAZONAS
Cifras en Barriles

ÁREA	AÑO 2008	AÑO 2009	Variación 2008, respecto al 2009
Limoncocha	4.317.465	3.932.771	-8.9
Bloque 15	6.661.596	7.740.408	16.2
Edén Yuturi	21.342.797	21.469.905	0.6
Yanaquinchá	2.427.229	3.039.927	25.2
TOTAL	34.749.087	36.183.010	4.1

Fuente: Informe Anual Petroamazonas 2009

2.1.2.6. PRODUCCIÓN DE CRUDO FISCALIZADO**TABLA 20**

MES	PETROAMAZONAS				
	META 2009 (1)	REAL 2009 Barriles Netos Diarios			SUBTOTAL FISCALIZADO (2)
		PRODUCC FISC WEB	ENTREGAS	DIF, TANQUES	
ENE	101.765	100.895	1.327	-392	101.831
FEB	99.583	98.467	1.355	52	99.874
MAR	100.325	99.090	1.352	-4	100.438
ABR	100.915	99.686	1.266	-10	100.943
MAY	99.373	98.083	1.410	-20	99.473
JUN	98.215	98.192	1.366	-9	99.549
JUL	96.827	96.512	1.355	24	97.890
AGO	97.014	95.966	1.379	83	97.429
SEP	96.589	98.183	1.378	-86	99.474
OCT	95.305	96.294	1.370	-180	97.483
NOV	96.117	96.247	1.427	243	97.916
DIC *	93.418	99.455	1.475	251	101.180
PROMEDIO ANUAL	97.954	97.965	1.362	-27	99.457

Fuente: DIREHI-Amazónica, DIRECHI-PENINSULA, LE.

TABLA 21

MES	PETROAMAZONAS			
	PRODUCCION FISCALIZADA 2008	PRODUCCION FISCALIZADA 2007	2009 RESPECTO DEL 2007	2009 RESPECTO DEL 2008
ENE	94.314	90.197	12,9%	8,0%
FEB	94.079	84.861	17,7%	6,2%
MAR	94.570	83.259	20,6%	6,2%
ABR	92.918	81.975	23,1%	8,6%
MAY	93.359	84.932	17,1%	6,5%
JUN	94.140	85.605	16,3%	5,7%
JUL	92.727	86.325	13,4%	5,6%
AGO	95.845	88.237	10,4%	1,7%
SEP	94.843	89.781	10,8%	4,9%
OCT	93.548	91.029	7,1%	4,2%
NOV	99.780	94.046	4,1%	-1,9%
DIC	99.199	97.878	0,2%	-1,2%
PROMEDIO	94.943	88.177	12,8%	4,8%

Fuente: DIREHI-Amazónica, DIRECHI-PENINSULA, LE.

2.1.2.7. COSTOS SERVICIOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Año 2008

Para el 2008 se programó invertir en servicios de operación y mantenimiento USD. 117.380.708, de los cuales se ejecutó el 87.56 % que equivale a USD. 102.781.364. A continuación se detallan las actividades y los montos generados en cada una de ellas:

TABLA 22

COSTOS SERVICIOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Año 2008

ACTIVIDADES	Presupuesto Programado 2008	Presupuesto Ejecutado	Costo por barril	Cumplimiento Actual vs Presupuesto %
Fletes y Transporte	7.872.483	6.533.818	0.19	83.00
Transporte OCP	31.672.528	22.377.449	0.67	73.81
Transporte SOTE	17.711.231	25.664.110	0.74	144.90
Servicios de Operación	37.517.140	30.059.900	0.87	80.12
Servicios de Mantenimiento	22.607327	17.146.087	0.49	75.84
TOTAL	117.380.708	102.781.364	2.96	87.56

Fuente: Petroamazonas

Año 2009

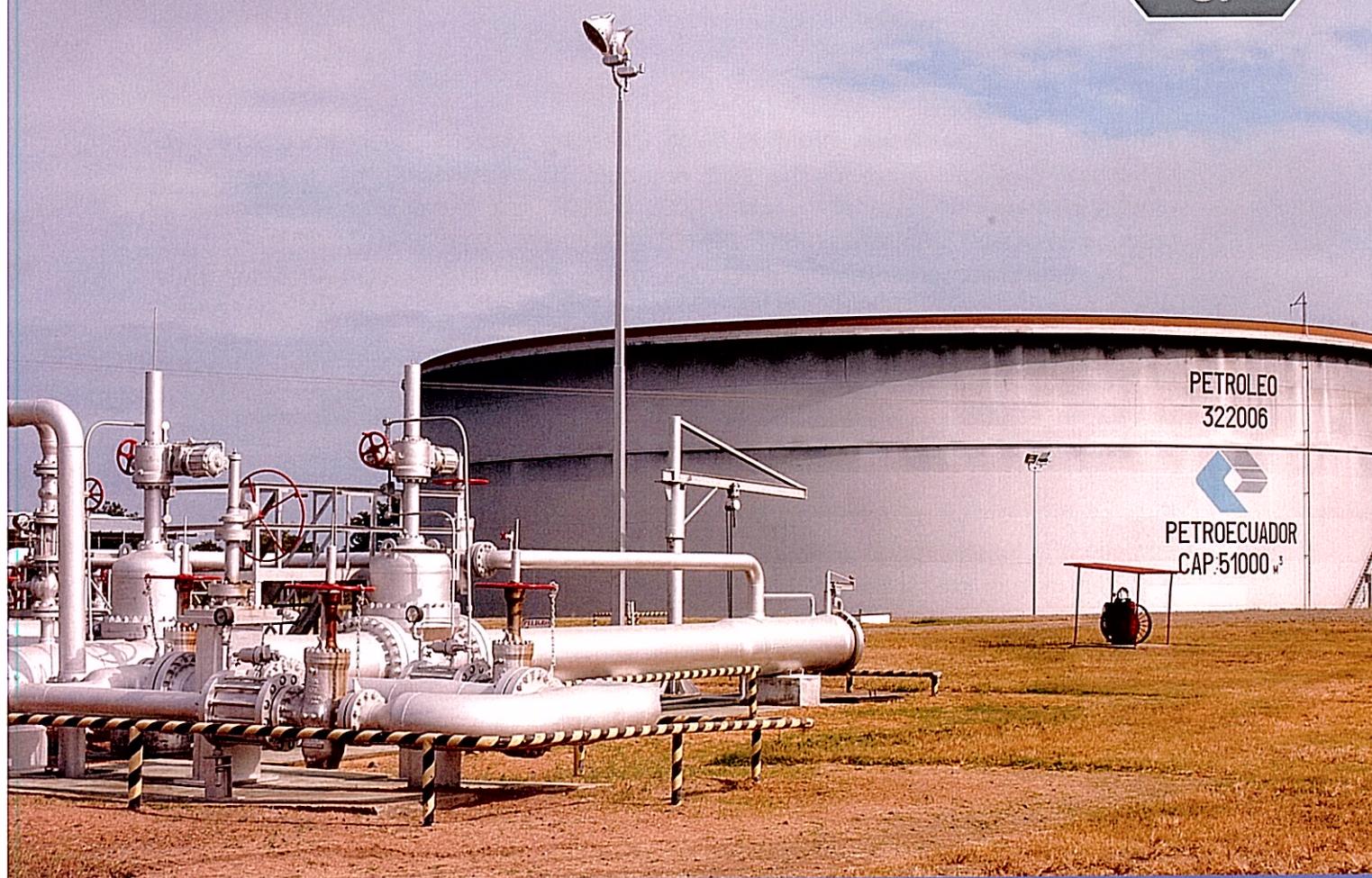
Para el 2009 se programó invertir en servicios de operación y mantenimiento USD. 64.222.959, pero debido a las mejoras llevadas a cabo en la operación y el mantenimiento de los campos petroleros, el presupuesto ejecutado fue de 68.389.425, lo que significa que se excedió en 106.49% lo programado.

TABLA 23
COSTOS SERVICIOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
Año 2008

ACTIVIDADES	Presupuesto Programado 2008	Presupuesto Ejecutado	Costo por barril	Cumplimiento Actual vs Presupuesto %
Fletes y Transporte	7.223.415	8.715.578		
Servicios de Operación	35.201.718	37.066.907		
Servicios de Mantenimiento	21.797.926	22.526.941		
TOTAL	64.222.959	68.389.425	1.00	106.49

Fuente: Petroamazonas





2.1.3. PRODUCCION CRUDO ESTATAL

PETROECUADOR en el año 1993 alcanzó su mayor producción de crudo fiscalizado llegando a 114.3 millones de barriles equivalentes a 313.386 barriles en promedio anual. Esta producción se ha visto afectada considerablemente por tres factores.

El primero, se debió a que desde el año 1993 se impulsaron los contratos de participación, campos marginales y unificados transfiriendo de varias maneras a la gestión privada, en su mayoría afectando a los intereses del Estado. Las compañías privadas han usufructuado a un promedio de 82% de la participación de nuestro crudo, dejando a penas un 18% para el Estado. Este fue el principal factor de la baja de la producción diaria de la estatal, llegando a marcar declinaciones de hasta 10% en un mismo año, como ocurrió en 1999.

El segundo factor para la merma de la producción ha sido la pésima calidad en la gestión, pues a pesar de que no asignaron los suficientes recursos para la inversión, las administraciones tampoco pudieron manejar con eficiencia esos pocos recursos, es así que la medida de ejecución de inversiones de la última década es del 42%. Por ejemplo, en 1999 se destinaron 69.4 millones para inversiones y solo se ejecutaron 14.8 millones, es decir, apenas el 23%.

En el transcurso de los siguientes años (1999-2007), esta situación no varió ya que la declinación de la producción disminuyó considerablemente a una media del 31%.

Tomando las cifras de los informes de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, se encuentra que esta situación ha sido revertida con actividades de perforación y reacondicionamiento durante los años 2008 y 2009, que permitieron incrementar la producción estatal fiscalizada (PETROPRODUCCION Y PETROAMAZONAS) en 6.5% y 5.3% respectivamente, resultando un incremento de 30.412 BLS/D en los dos años que equivale al crecimiento de 12.1%.

PETROPRODUCCION por si sola incrementó su producción fiscalizada de 162.160 BLS/D en el 2007 a 171.641 BLS/D en el 2008 y a 181.292 BLS/D en el 2009, sumando en total un incremento de 19.132 BLS/D que equivalen al 11.8%.

Esta producción se vio afectada por la desmembración del campo Pucuna que se sometió a la tercera ronda de licitaciones de campos marginales desde abril del 2008, disminuyendo la producción de PETROPRODUCCION en 2.000 BLS/D y aumentada, por otro lado, por la reincorporación del Bloque 27 de City Oriente incrementando 2.400 BLS/D desde agosto del 2008.

TABLA 24

DETALLE	COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO FISCALIZADO								
	Periodo 2007-2009								
	Producción Fiscalizada 2007	Producción Fiscalizada 2008	Producción Fiscalizada 2009	Incremento 2008/2007		Incremento 2009/2008		Incremento 2009/2007	
	Bls/dia	Bls/dia	Bls/dia	Bls/dia	%	Bls/dia	%	Bls/dia	%
PRODUCCIÓN PETROPRODUCCIÓN	162.160	171.641	181.292	9.481	5,8%	9.651	5,6%	19.132	11,8%
PRODUCCIÓN ESTATAL (PPR+PAM)	250.337	266.584	280.749	16.247	6,5%	14.165	5,3%	30.412	12,1%

Fuente: DNH

2.1.3.1. PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO

Periodo 1992 – 2009

Para realizar un análisis de incremento de la producción considerando la tendencia de decrecimiento histórico de la producción de los últimos 15 años en 31% debido a la declinación natural y desinversión, vemos que si no se hubiesen realizado las inversiones durante el 2008 y el 2009 esta sería de apenas 148.540 barriles al día, por lo que los incrementos de la producción estatal en los dos años sería de 88.194 barriles/día, tomando en cuenta que la recuperación de la producción debe primero vencer la declinación descrita para luego aspirar a incrementos sobre esa base, Los ingresos adicionales, producto de la mejora de la producción incremental, obtenidos en los años 1008 y 2009, correspondiente a este análisis, son del orden de 1.999 millones de dólares, ingresos que hubiese dejado de percibir el fisco, de no producirse la importante gestión en la inversión.

TABLA 25

INCREMENTO DE LA PRODUCCION DE CRUDO FISCALIZADA POR INCREMENTO DE LA INVERSION DE PETROECUADOR, COMPRADA A DECLINACION HISTORICA				
PETROPRODUCCION				
AÑO	INCREMENTO Bls/día	Anual Barriles	PPP	TOTAL USD.
2008	16.416	6.008.392	83,96	504.464.552,59
2009	32.752	11.954.365	52,82	631.429.556,79
TOTAL	49.168	17.962.757		1.135.894.119,38
PETROAMAZONAS				
2008	13.784	5.044.837	82,04	413.878.408,78
2009	25.242	9.213.343	48,77	449.334.759,07
TOTAL	39.036	14.248.180		863.213.167,85
PETROECUADOR (PETROPRODUCCION + PETROAMAZONAS)				
2008	30.200	11.053.228	83,08	918.342.971,38
2009	57.994	21.167.708	51,06	1.080.764.315,86
TOTAL	88.194	32.220.937		1.999.107.287,23

Fuente: DNH



2.2. TRANSPORTE DE CRUDO

En la actualidad el transporte del crudo producido en la Región Amazónica se lo realiza a través de los dos oleoductos existentes: SOTE y OCP, los cuales permiten llevar el producto tanto a refinerías como para la exportación.

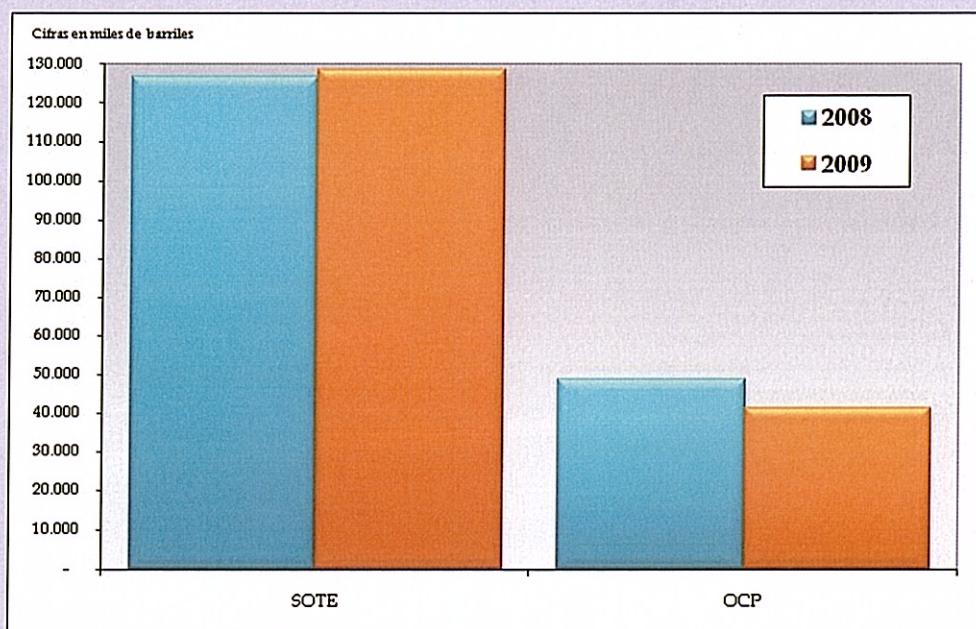
Durante el año 2009 el volumen total transportado fue de 169.4 millones de barriles a un promedio diario de 464.146 barriles, con un decremento de 3,2% con respecto al año 2008.

TABLA 26

CRUDO TRANSPORTADO POR OLEODUCTOS
CIFRAS EN BARRILES

OLEODUCTO	2009	2008	VAR%
SOTE	128.296.931	126.542.105	1.4
OCP ¹	41.116.317	48.512.799	-15.2
TOTAL	169.413.248	175.054.903	-3.2

Fuente: Gerencia de Oleoducto



Fuente: Gerencia de Oleoducto

¹ OCP Ecuador S.A. es una empresa privada ecuatoriana que opera desde el 2003 el oleoducto de crudos pesados (OCP), de conformidad con el Contrato de Autorización de Construcción y Operación



2.2.1. SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO SOTE

La Gerencia de Oleoducto es la encargada del transporte del crudo de extracción estatal, a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano que se extiende desde la zona de producción en Lago Agrio, en la región amazónica, hasta el Terminal Petrolero de Balao, en la provincia de Esmeraldas.

Para el 2008 se programó que el SOTE transporte 121.166 miles de barriles, meta que fue excedida, ya que se transportaron 126.542 miles de barriles con un API promedio de 27,99° para Ref. La Libertad 24,94°, para Ref. Esmeraldas y 23,3° para la exportación y con un incremento del 4.5% con respecto al año 2007, esto significa que la meta se cumplió en 104.4%.

En el período señalado, el Oleoducto Transecuadoriano operó un total de 8,569 horas y 15 minutos de las 8,784 horas posibles; es decir, que existió una operación efectiva del 97.56%. La diferencia de 214 horas 45 minutos equivalente al 2.44%, corresponde al tiempo en que el oleoducto permaneció sin funcionamiento, por causas como daños imprevistos, mantenimiento programado, entre otros.

Debido a que en los últimos años se ha registrado una declinación en calidad (grados API) de la producción de crudo, la operación del SOTE mediante bacheo permite separar los crudos recibidos de acuerdo a su calidad y posibilita que se entregue el crudo de mejor calidad para las Refinerías de Esmeraldas, y para La Libertad.

El Terminal Marítimo de Balao, (en la provincia de Esmeraldas) la instalación en donde se almacena y desde donde se exporta el crudo ecuatoriano, recibió en 2008 un total de 126'163.717 barriles brutos de petróleo; de ese volumen, 92'136.133 fueron despachados en 246 embarques.

La Refinería Esmeraldas recibió 34'740`507 barriles de un crudo de 24,4° API, mientras que a La Libertad le correspondió 14'238.327 barriles de petróleo de 28° AP, que fueron transportados mediante el cabotaje de 69 buques.

Durante 2008, la Gerencia de Oleoducto demandó un **total de \$ 160'805.000 por concepto de gastos operativos** (operación, mantenimiento, administración y depreciaciones), valor que creció en 4% respecto al año anterior, por cuanto en el año 2008 se incluyó el costo del transporte de crudo por el OCP, correspondiente a la participación del Estado en la producción del Bloque 16 y a la producción de crudo del Bloque 15.

La ejecución del **presupuesto financiero** (desembolsos en efectivo) en el año 2008 fue de **\$63'096,878 en gastos (23.63% más que en el año 2007)**, lo que representa el 74.19% de lo presupuestado que fue de \$85'053,15.

La ejecución financiera de los Proyectos de Inversión fue de \$8'804,150 (7.51% más que en el año 2007), de \$20'117,066 presupuestado.

Durante el año 2009, la Gerencia de Oleoducto recibió **128'836.919,80** barriles brutos de petróleo crudo, de los cuales, se transportaron **129'084.765,49** barriles por el SOTE (100.20 % de lo recibido). En la Tabla 39 y el Gráfico 10 se pueden apreciar el historial de los volúmenes transportados por el SOTE desde el 2003.

Durante ese periodo, la Gerencia de Oleoducto demandó un **total de \$ 125'341.858 por concepto de gastos operativos** (operación, mantenimiento, administración y depreciaciones), valor que disminuyó en 22% respecto al año anterior, principalmente debido a la disminución del valor en libros de Propiedad, Planta y Equipo; los cuales disminuyó el gasto por depreciaciones.

Por otra parte, se incrementó el costo por el servicio de transporte por el OCP, correspondiente al crudo del Bloque 15.

En la Tabla No. 5 y Gráfico No. 8 se ve la ejecución del presupuesto operativo desde el año 1999 hasta el 2009 y la variación respecto al año 2008.

La ejecución del presupuesto financiero (desembolsos en efectivo) en el año 2009 fue de \$81'233,554 en gastos (22.33% menos que en el año 2008), lo que representa el 99.45% de lo presupuestado que fue de \$81'681,376.

TABLA 27

INDICADORES OPERATIVOS								
TRANSPORTE SOTE (Volumen Bruto)								
Indicador	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
BIMBEO TOTAL	MBPA (2)	123,25	121,3	121,8	127,0	121,9	139,4	148,7
	KBPD(3)	338,3	332,3	333,6	348,0	334,9	381,9	407,3
BOMBEO SOTE	MBPA	121,0	119,3	131,8	127,0	121,9	127,3	129,1
	KBPD	331,4	325,9	333,6	348,0	334,9	347,8	353,7
BOMPEO OCP(1)	MBPA	0	2,0	0,0	0,0	0,0	12,1	19,6
	KBPD	0	5,5	0,0	0,0	0,0	33,0	53,7
BOMBEO OTA(1)	MBPA	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	KBPD	6,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENTREGA A REFINERÍA ESPERALDAS (Volumen Bruto)								
Volumen	MBPA	31,8	35,9	33,4	33,3	33	34,7	33,6
	KBPD	87,2	98,1	91,6	91,3	90,5	142,4	137,5
Calidad	°API	24,2	24,6	25,5	25,1	24	24,4	24,7
ENTREGA REFINERÍA LA LIBERTAD (4) (Volumen Bruto)								
Volumen	MBPA	13,7	14,0	13,3	14,0	14,5	14,2	15,1
	KBPD	37,6	38,5	36,4	38,2	39,8	39	41,5
Calidad	°API	27,7	27,7	27,9	27,7	27,8	28,0	28,1
EXPORTACIONES (5)								
Exportaciones Totales	MBPA	76,1	67,9	73,9	80,0	71,2	77,9	79,1
	KBPD	208,4	185,9	202,5	219,2	195,1	212,8	216,7

Fuente: Informe Anual SOTE 2009

Notas:

- (1) Transporte de crudo del Espado por el OCP
- (2) MBPA: Millones de barriles por año
- (3) KBPD: Miles de barriles por día (promedio)
- (4) Cabotajes desde TMB y en el 2003 se entregó 2.5 millones de barriles desde Tumaco (Colombia)

Valores aproximados sujetos a reliquidaciones (DNH)

2.2.2. COSTO POR BARRIL TRANSPORTADO

Año 2008

Durante el año 2008, el costo por barril transportado fue de 1.15 \$/Bbl (8.47% menor que en el año anterior), mientras que el costo sin depreciaciones fue de 0.59 \$/Bbl (14.4% mayor que en el año 2007). En el costo operativo total se puede apreciar una incidencia importante los costos por depreciaciones (0.5716 \$/Bbl) equivalente al 50%. En la Tabla No. 7 y Gráfico No. 9 se puede ver la variación de estas cifras:

TABLA 28

	COSTOS POR BARRIL TRANSPORTADO										
	Cifras en (\$ / Barril transportado)										
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Variación 2008-2007
Costo Total	0,5585	0,6427	0,7519	0,6427	0,8959	1,0977	1,1829	1,1241	1,2604	1,1536	-8,47%
Costo sin depreciaciones	0,4195	0,3150	0,3538	0,3150	0,4342	0,3780	0,4447	0,3719	0,5088	0,5820	14,40%
Costo de Depreciaciones	0,1391	0,3277	0,3981	0,3277	0,4017	0,7198	0,7381	0,7522	0,7517	0,5716	-23,98%

Fuente: Informe Anual SOTE 2008

Año 2009

Durante ese periodo, el costo por barril transportado fue de 0.84 \$/Bbl (26.39% menor que en el año anterior), mientras que el costo sin depreciaciones fue de 0.62 \$/Bbl (6.52% mayor que en el año 2008). En el costo operativo total se puede apreciar una incidencia importante los costos por depreciaciones (0.2231 \$/Bbl) equivalente al 60.98%.

En el período analizado, el Oleoducto Transecuatoriano operó un total de 8,647 horas y 35 minutos de las 8,760 horas posibles; es decir, que existió una operación efectiva del 98.73% .

TABLA 29

	COSTOS POR BARRIL TRANSPORTADO								
	Cifras en (\$ / Barril transportado)								
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Variación 2009 2008
Costo Total	0,6427	0,8959	1,0977	1,1829	1,1241	1,2604	1,1536	0,8430	-26,93%
Costo sin depreciaciones	0,3150	0,4342	0,3780	0,4447	0,3719	0,5088	0,5820	0,6200	6,52%
Costo de Depreciaciones	0,3277	0,4617	0,7198	0,7381	0,7522	0,7517	0,5716	0,2231	-60,98%

Fuente: Informe Anual SOTE 2009

Durante ese periodo, el costo por barril transportado fue de 0.84 \$/Bbl (26.39% menor que en el año anterior), mientras que el costo sin depreciaciones fue de 0.62 \$/Bbl (6.52% mayor que en el año 2008). En el costo operativo total se puede apreciar una incidencia importante los costos por depreciaciones (0.2231 \$/Bbl) equivalente al 60.98%.

En el período analizado, el Oleoducto Transecuatoriano operó un total de 8,647 horas y 35 minutos de las 8,760 horas posibles; es decir, que existió una operación efectiva del 98.73% .

2.2.3. INGRESOS POR COBRO TARIFA DE TRANSPORTE

Año 2008

En el año 2008 los ingresos efectivos por cobro a terceros de tarifa de transporte en el SOTE fue \$55'465,371 (valor facturado) (10.2% más que en el año anterior), con una tarifa promedio de \$1.80 por barril, sin incluir el volumen de crudo producido por AGIP (Contrato de prestación de servicios), que es liquidado por la Unidad de Administración de Contratos Petroleros ACP de PETROECUADOR.

TABLA 30

CONCEPTO	AÑOS										Variación (%) 2008-2007
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
Volumen Clas Petroleras (Miles Barriles)	25.971	33.440	33.421	33.133	24.905	11.562	14.151	18.263	26.704	30.787	15,3%
Ingresos (Miles \$)	26.491	65.602	75.606	73.701	56.534	23.005	29.088	38.115	50.341	55.465	10,2%
Tarifa Promedio (\$/Barril)	1,02	1,96	2,26	2,22	2,27	1,99	2,06	2,09	1,89	1,80	

Notas:
No incluye el volumen de crudo y la tarifa de la compañía AGIP, liquidada por ACP.
El volumen transportado de las compañías petroleras está sujeto a liquidación

Fuente: Informe Anual SOTE 2008

Año 2009

Como consta en el siguiente cuadro el año 2008 los ingresos efectivos por cobro a terceros de tarifa de transporte en el SOTE fue \$27'297,796 (valor facturado), con una tarifa promedio de \$2.19 por barril, sin incluir el volumen de crudo producido por AGIP (Contrato de prestación de servicios), que es liquidado por la Unidad de Administración de Contratos Petroleros ACP de PETROECUADOR. En el 2009 se facturó 50.8% menos que en el año anterior, debido que la producción que administraba City Oriente y OXY paso al Estado y los bloques 7 y 21 que eran administrados por Perenco no facturan desde el mes de julio del 2009, además de la declinación en la producción de las otras compañías.

TABLA 31

INGRESOS POR TARIFA DE TRANSPORTE EN EL SOTE (Compañías Privadas excluido AGIP)

Concepto	AÑOS								Variación (%) 2008-2009
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
Volumen Clas Petroleras (Miles de Barriles)	33.133	24.905	11.562	14.151	18.263	26.704	30.787	12.484	-59,5%
Ingresos Miles \$	73.701	56.534	23.005	29.088	38.115	50.341	55.465	27.298	-50,8%
Tarifa Promedio (\$/Barril)	2,22	2,27	1,88	2,06	2,09	1,89	1,80	2,19	

Fuente: Gerencia de Oleoducto

Notas:
No incluye el volumen de crudo y la tarifa de la compañía AGIP, liquidada por ACP.
El volumen transportado de las compañías petroleras está sujeto a liquidación



2.3. INDUSTRIALIZACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN





2.3.1. PETROINDUSTRIAL

La capacidad de refinación de PETROINDUSTRIAL es de 175.000 barriles por día de operación, lo cual representa al 31 de diciembre de 2008 64'050.000 barriles, con un índice de utilización del 88,84 %.

El costo promedio de refinación por barril de crudo procesado fue de 3,39 USD/barril, entre enero y diciembre del 2008 que es inferior en 23,9% al costo promedio 4,59 USD/barril del mismo periodo del año anterior.

Una de las principales causas que contribuyeron para obtener un alto cumplimiento del Programa de Producción del 2008, fue el hecho de que en el Plan Operativo 2008 (reprogramado), se tenía previsto el paro general de REE para el mes de octubre por 16 días, el mismo que no se realizó y fue postergado para el año 2009.

El 29 diciembre del 2008 se firmó el contrato No. 2008172 con la empresa coreana SK Engineering and Construction Co. Ltd., para ejecutar la primera fase del proyecto estratégico de "Rehabilitación de la Refinería Estatal Esmeraldas".

Mientras que en el año 2009, Petroindustrial orientó sus actividades al cumplimiento del Plan Operativo de Petroecuador, a la ejecución del programa de inversiones y al cumplimiento de los objetivos empresariales, lo que ha permitido el fortaleciendo de la Misión y Visión Empresarial.

2.3.1.1. CARGAS DE CRUDO POR REFINERÍAS

Año 2008

El cumplimiento del Plan Operativo a nivel nacional fue del 102.2%

Refinería Esmeraldas.- Alcanzó un cumplimiento del 102,72% de lo programado, al tener una carga de crudo y slop de 34.936.536 barriles frente a los 34.012.526 barriles programados.

Refinería La Libertad.- Alcanzó el 98.74% de la meta establecida al transportar 14.889.998 barriles frente a 14.702.080 programados para este año.

Complejo Industrial Shushufindi.- Alcanzó el 105,68% al tener una carga de crudo y slop de 7.265.912, frente a se debe a los 6.875.486 barriles programados.

TABLA 32

		Ene-Dic 2007 Real (barriles)	Ene - Dic 2008 (barriles)			Variación 2008- 2007
Carga: Crudo y Slop	°API	Real 2007 54.874.271	Programado 55.778.010	Real 56.904.528	% Cumpl 102,02%	+3,70%
Refinería Esmeraldas	24,48	33.456.963	34.012.526	34.936.536	102,72%	
Refinería La Libertad	27,78	14.731.173	14.889.998	14.702.080	98,74%	
Compl. Ind. Shushufindi	28,88	6.686.134	6.875.486	7.265.912	105,68%	

Fuente: Informe Anual PETROINDUSTRIAL 2008

Año 2009

El volumen de crudo programado para el año 2009 como carga para las refinerías de la filial fue de 56,32 millones de barriles de crudo, y se procesaron

56,83 millones de barriles, alcanzando un cumplimiento del 100,91%, superando en un 0,91% a lo establecido en la meta anual, esto se debe principalmente al diferimiento para el año 2010 del mantenimiento general de la Refinería Esmeraldas, que estuvo previsto realizarse durante el mes de mayo del 2009.

TABLA 33

		Ene-Dic 2008 Real (barriles)	Ene - Dic 2008 (barriles)			Variación 2008- 2007
Carga: Crudo y Slop	°API	Real 2008 56.904.528	Programado 56.319.210	Real 56.829.877	% Cumpl 100.91	-0.13%
Refinería Esmeraldas	24.68	34.936.536	34.601.710	33.989.778	98.23%	
Refinería La Libertad	28.00	14.702.080	14.782.500	15.759.769	106.61%	
Compl. Ind. Shushufindi	28.76	7.266.812	6.935.000	7.079.930	102.09%	

Fuente: Informe Anual PETROINDUSTRIAL 2009

2.3.1.2. PRODUCCIÓN DE DERIVADOS

Año 2008

En el período enero-diciembre del 2008, PETROINDUSTRIAL obtuvo 62'151.836 barriles de producción de derivados de los 62'526.768 barriles que se programó como meta, lo que representa un cumplimiento del 99,40 % de lo programado

La producción de derivados pasó de 60'115.805 barriles en el 2007 a 62'151.836 barriles en el 2008, lo que representa un aumento del 3,39%.

TABLA 34

		Ene-Dic 2007 Real (barriles)	Ene - Dic 2008 (barriles)			Variación 2008-2007
Producción derivados		60.115.805	62.526.768	62.151.836	99,40%	+3,39%
Refinería Esmeraldas		37.624.823	39.002.115	38.478.208	98,66%	
Refinería La Libertad		15.078.766	15.618.336	15.282.687	97,85%	
Compl. Ind. Shushufindi		7.412.216	7.906.316	8.390.941	106,13%	

Fuente: Informe Anual PETROINDUSTRIAL 2009

Año 2009

La producción de derivados en las plantas industriales de la Filial, fue de 61,83 millones de barriles, menor en 0,9 millones de barriles con respecto al volumen programado que se fijó en 62,73 millones de barriles de productos derivados; en términos porcentuales se tuvo un cumplimiento del 98,57% respecto a las cifras determinadas en el plan operativo.

TABLA 35

	Ene-Dic 2008 Real (barriles)	Ene - Dic 2008 (barriles)			Variación 2008-2007
Producción derivados	61.778.250	67.725.583	61.827.880	98.57%	+0.08%
Refinería Esmeraldas	38.104.622	38.853.889	57.199.139	95.74%	
Refinería La Libertad	15.282.687	15.445.498	16.303.124	105.55%	
Compl. Ind. Shushufindi	8.390.941	8.426.196	8.325.617	98.81%	

Fuente: Informe Anual PETROINDUSTRIAL 2009

Planta de Gas del Complejo Industrial Shushufindi.- En el año 2009, la carga de Gas fue de 3.371 MMPC equivalente al 58,3% de los 5.785 MMPC programados en el Plan Operativo, con una utilización del 36,9% de su capacidad instalada (25MMPC/día).

El bajo cumplimiento se debe a que el Plan Operativo contemplaba un incremento de carga por la operación del sistema de captación de gas asociado del Campo Sacha a partir del mes de abril/09, en la práctica este proyecto aún no ha concluido.

La carga de licuables en el 2009 fue de 22.274 GPM, equivalente a 117,36% de los 18.980 GPM programados, con una utilización del 40,68% de la capacidad instalada (150 GPM/día). La mayor captación de líquidos, ayudó para que se produzca un mayor volumen de LPG.

Se ha disminuido la utilización de LPG para consumo interno de Refinería Esmeraldas en un 38% comparado con el 2008 y un 59% respecto al 2007, lo que ha permitido mejorar la oferta de este producto al país, con la consecuente disminución en las importaciones.

Desde el día 11 de agosto se cambió el combustible utilizado en hornos y calderas de Refinería Esmeraldas, dejando de utilizar Fuel Oil No. 6 y utilizando Fuel Oil No 4, combustible residual con menor contenido de azufre, a fin de disminuir las emisiones a la atmósfera, con la consiguiente mejora de la calidad del aire.

Producción de principales derivados

Año 2008

En relación con el 2007, en el 2008 la producción de los principales derivados, tales como asfaltos, diesel premium y gasolina super, se ha incrementado, tal como se muestra a continuación en la tabla.

TABLA 36

	Ene-Dic 2007 Real (bariles)	Ene - Dic 2008 (bariles)		Variación 2008-2007
Gasolina Súper	2.859.360	4.041.715	3.063.311	75,79%
Asfaltos	996.426	1.080.982	1.414.210	130,83%
Diesel Premium	776.214	1.966.073	874.498	44,48%

Fuente: Informe Anual PETROINDUSTRIAL 2009

Año 2009

En relación con los años anteriores 2007 y 2008, en el año 2009, la producción de los principales derivados, tal como asfaltos, diesel premium y gasolina super, se ha incrementado tal como se indica en la siguiente tabla:

TABLA 37

	Ene-Dic 2008 Real (bariles)	Ene - Dic 2008 (bariles)		Variación 2008-2007
Gasolina Súper	3.050.892	3.428.845	2.619.252	76,39%
Asfaltos	1.414.210	3.559.507	2.351.698	66,07%
Diesel Premium	874.498	1.795.609	1.796.880	100,07%

Fuente: Informe Anual PETROINDUSTRIAL 2009

2.3.1.3. PROYECTOS DE INVERSIÓN

Año 2008

El presupuesto inicial asignado a las inversiones de Petroindustrial fue de USD. 281'898.714,11, posteriormente mediante resolución No. 258-CAD-2008-12-03 se redujo en US\$133'774.686, los cuales fueron transferidos a PPR. Por tanto, el presupuesto programado para el año 2008 fue de \$ 148'124.030, de los cuales se ejecutó el 24.50%, es decir, \$ 36'279.546.

De este presupuesto, se asignó \$25'838.52 a proyectos de arrastre y durante el 2008 se ejecutó el 84.90% de lo programado, es decir, \$ 21'926.087. A la realización de los proyectos nuevos se destino \$ 8'277.964 y se ejecutó \$ 2'067.115, lo que equivale al 25% de lo programado. Mientras que a los proyectos financiados FEISEH se destinó \$ 106'058.768 y se ejecutó \$ 3'688.859, es decir el 51.60% de lo programado.

TABLA 38

PROYECTOS DE INVERSIÓN
PERÍODO: ENERO - DICIEMBRE DEL 2008

	*PRESUPUESTO	EJECUCIÓN	%
Proyectos de Arrastre	\$ 25'838.562	\$ 21'926.087	84,90%
Proyectos Nuevos	\$ 8'277.964	\$ 2'067.115	25,00%
Proyectos Ambientales	\$ 803.500	\$ 234.378	29,20%
Proyectos financiados FEISEH	\$ 106'058.768	\$ 8'363.107	7,90%
Activos Fijos	\$ 7'145.236	\$ 3'688.859	51,60%
TOTAL	\$ 148'124.030	\$ 36'279.546	24,50%

Fuente: Informe Anual PETROINDUSTRIAL 2008

Año 2009

Los proyectos de inversión a ejecutarse durante el año 2009, estuvieron orientados a mejorar la operatividad de las plantas industriales, para garantizar su continuidad en el procesamiento de crudo para la obtención de derivados.

En el 2009 la ejecución de los proyectos de inversión alcanzó USD 139,98 millones, lo que representa el 81,3% de lo programado USD 172,08 millones.

La inversión total alcanzó los USD 139'979.946, lo que representa el 81,3% de lo programado para el 2009. La unidad operativa con mayor inversión en el año 2009 fue Refinería Estatal Esmeraldas con USD 94'639.348.

TABLA 39

PROGRAMAS	PRESUPUESTO 2009	EJECUCIÓN	%
Proyectos de Arrastre			
A. Programa Sostenimiento Plantas	\$ 9'266.232	\$ 8'341.079	90,0%
B. Programa Administrativo PIN	\$ 6'271.245	\$ 3'948.232	63,0%
C. Programa Rehabilitación REE	\$ 96'752.764	\$ 83'302.717	86,1%
D. Programa Gestión Integ. Seg. y Amb.	\$ 2'100.133	\$ 1'766.092	84,1%
E. Programa Captación gas Asociado	\$ 8'740.368	\$ 7'205.989	82,4%
F. Programa Complejo Refinador y Petroquímico del Pacífico	\$ 23'359.198	\$ 23'359.198	100%
Proyectos Nuevos			
G. Programa Administrativo	\$ 4'816.665	\$ 3'259.849	67,7%
H. Sostenimiento Plantas PIN	\$ 10'730.147	\$ 2'416.413	22,5%
I. Mod. Procesamiento de Residuos	\$ 2'114.168	\$ 205.500	9,7%
J. Gestión Integral de Residuos	\$ 1'659.000	1'057.086	63,7%
K. Captación de Gas Asociado	\$ 1'064.175	505.733	47,5%
L. Activos Fijos	\$ 5'208.023	\$ 4'612.149	88,6%
TOTAL	\$ 172'082.117	\$ 139'979.946	81,3%

Fuente: Petroindustrial

2.3.1.4. PRINCIPALES PROYECTOS DE INVERSIÓN 2009

Los proyectos de inversión están orientados a mejorar la operatividad de las plantas industriales, para garantizar su continuidad en el procesamiento de crudo para la obtención de derivados. Entre los principales proyectos, se destacan:

- **PROGRAMA REHABILITACIÓN REFINERÍA ESTATAL ESMERALDAS:**

Inversión Total:	USD 457,1 Millones
Utilidad:	USD 195 Millones anuales
Objetivo:	Alcanzar mayor seguridad y confiabilidad operativa de las instalaciones. Incrementar la producción de LPG en 16%, Gasolina en 20%, Diesel 2 en 16%. Disminuir 8.000 BPD de residuos generados.
Avance:	16,77%
FASE 0:	USD 80,4 millones Avance 37,51 %
FASE I:	USD 84,7 millones Avance 11,56 %
FASE II:	USD 292,0 millones Avance 0 %

En la fase inicial, se ejecutaron varios proyectos tales como trabajos en los Sistemas de Servicios Auxiliares e Ingenierías, que permitieron sostener la operación de la Refinería Estatal Esmeraldas.

En diciembre del año 2008 se firmó el contrato No. 2008172 con la empresa coreana SK Engineering and Construction Co. Ltd., para la ejecución de la primera fase del proyecto estratégico "Rehabilitación de la Refinería Estatal Esmeraldas". En el mes de febrero del 2009, se elaboraron Actas del diagnóstico realizado por la contratista. En el mes de abril se adjudicó la construcción del reactor de la Unidad FCC a la empresa Hyundai. En noviembre se adjudicó a la empresa Tapco Enpro International la construcción del nuevo regenerador de FCC.

Respecto al contrato suscrito con la empresa SK Engineering & Construction, para la ejecución de la primera fase de este programa, relacionado con la rehabilitación de una de las principales unidades de procesamiento como es la Unidad de FCC, en este periodo registra un cumplimiento del 11,56%.

El avance global de ejecución del programa a diciembre del 2009 fue del 16,77%, frente al programado de 19,73%.

- **SISTEMA DE COMPRESIÓN Y CAPTACIÓN DE GAS ASOCIADO CAMPO SACHA:**

Inversión: USD 29,5 millones

Objetivo:	Incrementar la producción de LPG en 86 TM/DÍA e incrementar producción gasolina natural.
Utilidad:	USD 1,7 millones al mes.
Avance:	81,6%

Este proyecto se inició en agosto 2007, su avance a la fecha es del 81,6%. A inicios del 2009 se presentaron inconvenientes con las comunidades y pobladores quienes exigían compensaciones por el paso del gasoducto, aspectos que retrasaron la ejecución del proyecto, pero fueron superados a través de acuerdos de compensación.

Llegaron al sitio de la obra los equipos: bombas de líquidos, compresores de aire, válvulas automáticas y 6.898 metros de tubería de 4 pulgadas.

- **LINEA SUBMARINA DE 20" EN LA REFINERIA LA LIBERTAD**

Inversión:	USD 29, 5 millones
Objetivo:	Eliminar demoras en la recepción de crudo. Independizar las líneas submarinas.
	Disminuir el demoraje de los buques. (60 – 30 h).
	Recibir buques tanques de hasta 245.000 barriles.

Avance: 97,69%

A partir del 13 de agosto del 2009, se realizaron operativos de bombeo de crudo desde los buques tanques hacia los tanques de Crucita, así como también operativos de exportación en diversas modalidades, los mismos que se cumplieron de manera satisfactoria. Los días 7, 8 y 9 de septiembre del 2009, se realizaron operativos de descarga de crudo desde el buque Santiago hasta los Tanques en Crucita, y de reversión enviando 50.000 bls de crudo desde los tanques de Crucita hacia el buque Santiago. Además, se realizaron un sinnúmero de configuraciones de despacho utilizando las bombas EP1, EP2, IP1 e IP2, obteniendo resultados satisfactorios. El avance de este proyecto es del 97,69% y el avance de la obra es del 99,69%.

La línea submarina se encuentra operativa, probada y presurizada con agua salada, con la finalidad de salvaguardar la integridad del sistema, RLL solicitó a la DNH y SUINLI respectivamente, la extensión del periodo de prueba del sistema de la línea submarina de 20" hasta que se realice la recepción final del mismo.

El 18 de septiembre, fiscalización envió el informe final, quedando pendiente el precomisionado y comisionado de la turbina Typhoon y el Generador Weg, que realizará la contratista luego de la suscripción del Acta de Recepción Provisional.

Mediante Acuerdo Ministerial No. 121 del 19 de noviembre del 2009, el Ministro de Recursos Naturales no Renovables autorizó la operación de la nueva línea submarina y de la línea on-shore.

2.3.1.5. COSTO REFINACIÓN

Año 2008

El costo promedio de refinación por barril de crudo procesado fue de 3,39 USD/barril, entre enero y diciembre del 2008 que es inferior en 23,9% al costo promedio 4,59 USD/barril del mismo periodo del año anterior.

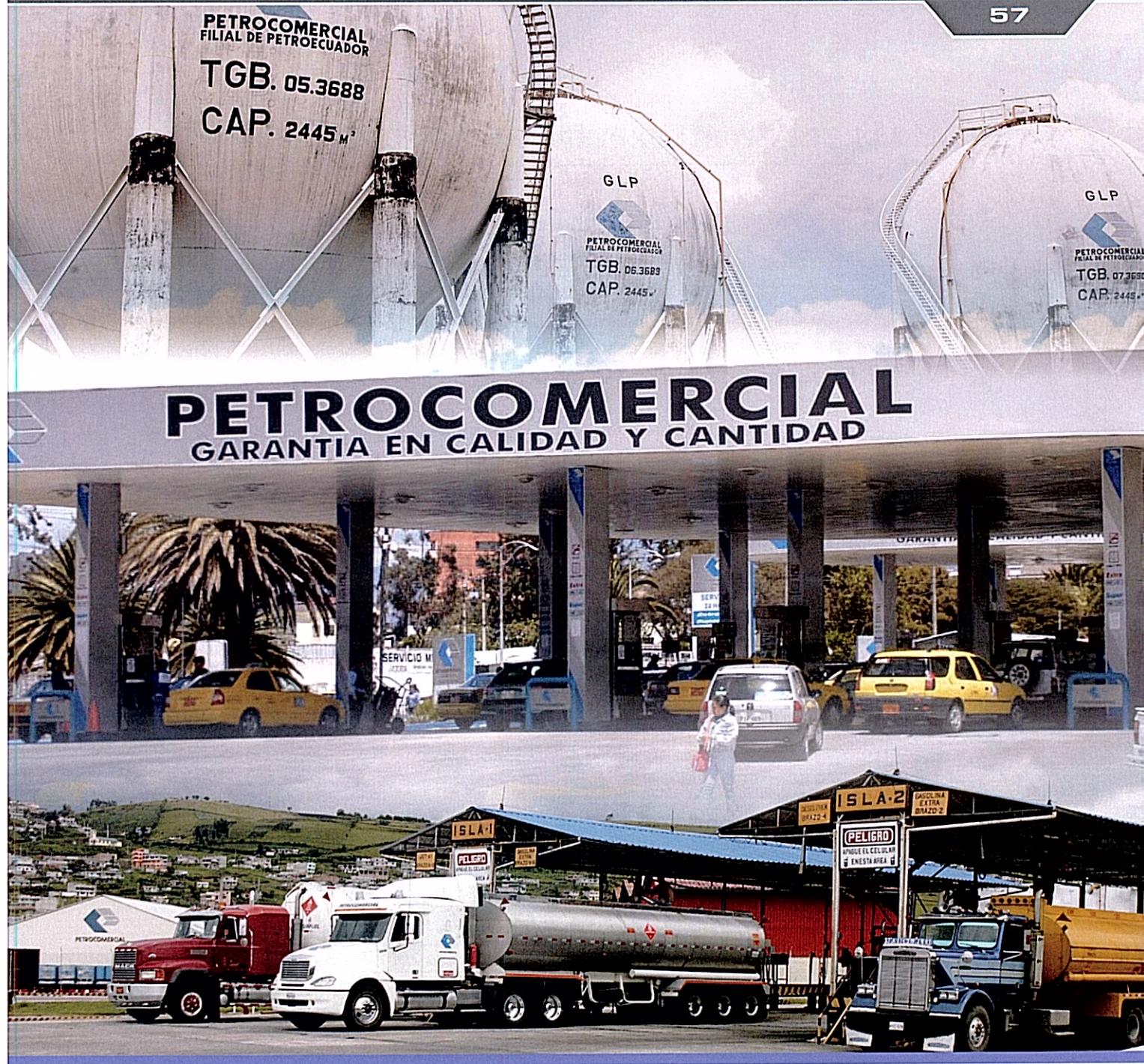
TABLA 40

	Ene-Dic 2007 Real (barriles)	Ene - Dic 2008 (barriles)		Variación 2008-2007
Costo Prom. Refinación	4,59 \$/bl	3,49 \$/bl		-23,9%
Refinería Esmeraldas	4,86 \$/bl	3,46 \$/bl		
Refinería La Libertad	3,24 \$/bl	2,80 \$/bl		
Compl. Ind. Shushufindi	4,14 \$/bl	4,23 \$/bl		

Fuente: Informe Anual PETROINDUSTRIAL 2008

Año 2009

El costo de refinación en el periodo enero – noviembre 2009 fue de USD. \$3,48 por barril de productos derivados, es decir inferior al de años anteriores USD. \$4,59 (2007) y USD. \$3,49 (2008). Sin embargo en el mes de diciembre la Filial tuvo que realizar pagos de USD. \$ 7'019.542 por indemnizaciones al personal que fue separado de la empresa y el reintegro de USD \$1'330.306 al Fondo de Jubilación de Petroindustrial por pensiones jubilares, situación que generó que el costo de refinación del año 2009 ascienda a USD. \$3,60 determinándose una variación del -20,74% con respecto al costo predeterminado para el año, que estuvo establecido en USD. \$4,54 por barril de productos derivados.



2.3.2. PETROCOMERCIAL

PETROCOMERCIAL en el período enero – diciembre del año 2008, cumplió su misión de abastecer de combustibles derivados de petróleo a nivel nacional, lo que permitió movilizar la infraestructura industrial y comercial del país. Además, como resultado de esta actividad, el aporte a los ingresos del presupuesto general del estado fue de USD\$ 3.049.589.665 a diciembre de 2008, que incluye USD\$ 627.363 de Azufre y USD\$ 267.254 de AVGAS.

En el período enero-diciembre 2009, esta filial cumplió su misión de abastecer de combustibles derivados de petróleo a nivel nacional, lo que permitió movilizar la infraestructura industrial y comercial del país.

2.3.2.1. TRANSPORTE DE DERIVADOS POR POLIDUCTO

Año 2008

El volumen programado en el año 2008 para ser transportado por los poliductos es de 50,6 millones de barriles a nivel nacional, lográndose transportar 53 millones de barriles lo que representa un cumplimiento del 104,6%, teniendo en cuenta que para el transporte se depende de la entrega del producto por parte de las Refinerías y de las Importaciones.

La Gerencia Regional Norte programó transportar 25,8 millones de barriles y transportó 26,0 millones de barriles alcanzando un cumplimiento del 100,6%, de igual manera la Gerencia Regional Sur programó transportar 24,7 millones de barriles, lográndose transportar 26,9 millones de barriles, que representa un cumplimiento del 108,7%.

Para garantizar el abastecimiento de derivados de petróleo a nivel nacional, las Gerencias Regionales Norte y Sur actualizaron los planes de contingencia y de mantenimiento de Poliductos y Terminales.

Petrocomercial en este período cumplió su misión de abastecer de combustibles derivados del petróleo a nivel nacional, lo que permitió movilizar la infraestructura industrial y comercial del país.

TABLA 41

VOLUMEN DE COMBUSTIBLE TRANSPORTADO POR POLIDUCTO

Año 2008

Cifras en barriles

POLIDUCTO	Ene - Dic 2008	Ene - Dic 2007	Var. % 09/08
QUITO AMBATO	3.530.959	3.211.555	9.9
ESMERALDAS STO. DOMINGO	20.154.658	20.064.873	0.4
STO. DOMINGO QUITO	12.544.938	11.661.213	7.6
STO. DOMINGO PASCUALES	4.567.4887	5.539.827	-17.6
SHUSHUFINDI QUITO	2.346.296	2.028.489	15.7
TRES BOCAS PASCUALES	10.120.285	9.503.470	7.2
TRES BOCAS SALITRAL	9.285.796	9.699.749	-4.3
TRES BOCAS FUEL OIL	1.717.795	1.684.724	2.0
LIBERTAD MANA	8.394.100	2.186.490	9.5
LIBERTAD PASCUALES	3.458.405	3.356.835	3.0
TOTAL	53.008.293	51.736.185	2.6

Fuente: Petrocomercial

Año 2009

El volumen programado en el año 2009 para ser transportado por los políductos es de 55 millones de barriles a nivel nacional, lográndose transportar 53.3 millones de barriles lo que representa un cumplimiento del 97%, teniendo en cuenta que para el transporte se depende de la entrega del producto por parte de las Refinerías y de las Importaciones.

Petrocomercial en este período cumplió su misión de abastecer de combustibles derivados del petróleo a nivel nacional, lo que permitió movilizar la infraestructura industrial y comercial del país y, sobretodo, con el objetivo de *Incrementar el volumen de hidrocarburos transportados por políductos*

TABLA 42

**VOLUMEN DE COMBUSTIBLE TRANSPORTADO POR POLIDUCTO
Año 2009
Cifras en barriles**

POLIDUCTO	Ene - Dic 2009	Ene - Dic 2008	Var. % 09/08
QUITO AMBATO	3.806.011	3.530.959	7,8
ESMERALDAS STO. DOMINGO	20.540.409	20.154.658	1,9
STO. DOMINGO QUITO	12.682.089	12.544.938	1,1
STO. DOMINGO PASCUALES	4.385.995	4.567.4887	-0,4
SHUSHUFINDI QUITO	2.457.012	2.346.296	4,7
TRES BOCAS PASCUALES	12.345.491	10.120.285	27,9
TRES BOCAS SALITRAL	9.021.675	9.285.796	-2,8
TRES BOCAS FUEL OIL	1.637.255	1.717.795	-4,7
LIBERTAD MANA	2.449.808	8.394.100	2,3
LIBERTAD PASCUALES	3.491.391	3.458.405	1,0
TOTAL	53.349.042	53.008.293	6,3

Fuente: Petrocomercial



2.3.3. GERENCIA DE COMERCIO INTERNACIONAL

En el 2008 la crisis financiera de Wall Street hizo que los precios y oportunidades de negocio en el área petrolera estuvieran sujetas a diversas fluctuaciones positivas y negativas. Consecuentemente, el precio del WTI alcanzó los US\$ 147/BL durante julio del 2008. En septiembre, la OPEP anunció un corte en su producción mensual de 500.000 bls/día y en octubre 1.5 millones bls/día. Esto no tuvo el efecto esperado y durante los últimos meses del 2008 la crisis se agudizó y los precios del crudo aún continuaron inestables.

En el 2009 se ejecutaron proyectos de modernización y mantenimiento en pos del desarrollo de terminales, para incrementar el nivel de eficiencia operativa en el almacenamiento y transporte de derivados, esto junto al aumento de la producción dio como resultado que los saldos exportables de PETROECUADOR ascendieran en un 7.7% con respecto al año 2008.

2.3.3.1. VOLUMENES EXPORTADOS CRUDO ORIENTE Y NAPO

Año 2008

El volumen total exportado en el período, fue de 127,4 millones de barriles, con un cumplimiento del 100,7% y un incremento del 2,8%, con respecto a similar período del año 2007. En este volumen se incluye 18.445.590 barriles de crudo exportado, según convenio con Venezuela y 3.063.705 barriles de crudo reducido y gasolina natural, que se asignó para la exportación.

PETROECUADOR, durante el período enero–diciembre, exportó un volumen de 77,5 millones de barriles de crudo Oriente y Napo, de los cuales 34.2 millones correspondieron a “Ventas Directas, 9,3 millones de barriles a “Regalías”, 9,9 millones a “Regalías Participación del Estado”, 0,4 millones de barriles a “Regalías Campos Marginales”, 0,5 millones de barriles a “Regalías Alianzas Operativas” y 23.2 millones de barriles como crudo Napo (incluye Bloque 15 y Participación del Bloque 16), generando un cumplimiento del 101,9%; con respecto al año 2007 existe un incremento del 16,3%.

TABLA 43

EXPORTACIÓN DE CRUDO
Enero-Diciembre 2008
Cifras en barriles

DETALLE	PROGRAMADO	EJECUTADO	% CUMPLIMIENTO
PETROECUADOR	76.020.131	77.460.321	101.9%
COMPAÑÍAS PRIVADAS	50.523.970	49.911.323	98.8%
TOTAL	126.544.101	127.391.6442	100.7%

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

Año 2009

El volumen total exportado en el período, fue de 119.9.6 millones de barriles, con un cumplimiento del 101,1% y un decremento del 5,9%, con respecto al año 2008. En este volumen se incluye 13.9 millones de barriles de crudo napo exportado, según convenio con Venezuela y 2.9 millones barriles de crudo reducido y gasolina natural, que se asignó para la exportación.

PETROECUADOR, durante el período enero–diciembre, exportó un volumen de 83,8 millones de barriles de crudo Oriente y Napo, de los cuales 32.8 millones correspondieron a “Ventas Directas, 12,5 millones de barriles a “Regalías”, 13,0 millones a “Regalías Participación del Estado”; 1,1 millones de barriles “Regalías Campos Marginales, 1,1 millones de barriles “Regalías Alianzas Operativas”; 1,1 millones de barriles a “Regalías Petroamazonas” 21.9 millones de barriles como crudo Napo (incluye Bloque 15, Participación del Bloque 16 y Petroecuador Napo), generando un cumplimiento del 113,7%; con respecto al año 2008 existe un incremento del 8,2%.

TABLA 44

EXPORTACIÓN DE CRUDO
Enero-Diciembre 2009
Cifras en barriles

DETALLE	PROGRMADO	EJECUTADO	% CUMPLIMIENTO
PETROECUADOR	73.749	83.834	101.1%
COMPAÑIAS PRIVADAS	44.827	36.088	80.5%
TOTAL	118.575	119.922	101.1%

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

**2.3.3.2. INTERCAMBIO DE CRUDO Y DERIVADOS CON VENEZUELA
Y CHILE**

Exportación de Crudo Napo

Año 2008

En el 2008 se exportaron 11498.790 barriles de crudo napo en convenio con PDVSA, esto equivale al 44.86% de incremento en relación a lo exportado durante el 2007. Mientras que la participación Repsol YPF Bloque quince en el mismo convenio, alcanzó una exportación de 3.946.800 barriles

TABLA 45

**EXPORTACIÓN CRUDO NAPO REALIZADA POR PETROECUADOR
CONVENIO CON VENEZUELA**
Cifras barriles
Año 2008

CRUDO BLOQUE 15		
Ene-Dic 2007	Ene-Dic 2008	% Variación 2007-2008
10.008.552	14.498.790	44,86
PARTICIPACIÓN REPSOL YPF BLOQUE 16		
	3.946.800	

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

Año 2009

En el 2009 se exportaron 9.600.556 barriles de crudo napo en convenio con PDVSA, esto implica una disminución del 33.78% en relación a lo exportado durante el 2007. Mientras que la participación Repsol YPF Bloque 16 en el mismo convenio, alcanzó una exportación de 4.358.782, por tanto, las exportaciones se incrementaron en un 10.44%

TABLA 46

**EXPORTACIÓN CRUDO NAPO REALIZADA POR PETROECUADOR
CONVENIO CON VENEZUELA**
Cifras barriles
Año 2009

CRUDO BLOQUE 15		
Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	% Variación 2008-2009
14.498.790	9.600.556	-33,78
PARTICIPACIÓN REPSOL YPF BLOQUE 16		
3.946.800	4.358.782	10,44

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

Importación de Derivados:

Año 2008

Durante el 2008, el total de importaciones de Diesel Oil por convenio con Venezuela fue de 9.116.637 barriles, lo que significa que el volumen de importación de este producto se ha incrementado en 97.3% en relación al año 2007. En cuanto al Diesel Premium, se importaron 1.531.496 barriles, es decir, 68.2% más que lo conseguido el año anterior.

Bajo la misma modalidad, el total de importaciones de Nafta Alto Octano fue de 6.363.570 barriles, lo cual representa un incremento de 83% frente a lo importado en el 2007.

TABLA 47

**IMPORTACIÓN DE DERIVADOS REALIZADA POR PETROECUADOR
CONVENIO CON PDVSA VENEZUELA**

PRODUCTO	VOLUMEN Bls.	VARIACIÓN 07/08 %
DIESEL OIL	9.116.637	97.3
DIESEL PREMIUN	1.531.496	68.2
NAFTA ALTO OCTANO	6.363.570	83.0
TOTAL	17.011.703	248.5

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

Año 2009

En el 2009, el total de importaciones de Diesel Oil por intercambio con Venezuela fue de 8.026.861 barriles, lo que significa que el volumen de importación de este producto disminuyó en 12.4% en relación al año 2008. En cuanto al Diesel Premium, se importaron 855.602 barriles, por tanto, el volumen de intercambio disminuyó en 42.2% en relación al año anterior.

Bajo la misma modalidad, el total de importaciones de Nafta Alto Octano fue de 6.381.085 barriles, lo cual representa un incremento de 0.3% frente a lo importado en el 2007.

TABLA 48
IMPORTACIÓN DE DERIVADOS REALIZADA POR PETROECUADOR CONVENIO CON PDVSA VENEZUELA

PRODUCTO	VOLUMEN Bls.	VARIACIÓN 08/09 %
DIESEL OIL	8.026.861	-12.4
DIESEL PREMIUN	885.602	-42.2
NAFTA ALTO OCTANO	6.381.085	0.3
TOTAL	15.293.548	-54.3

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

El intercambio de derivados con la empresa chilena ENAP inició el 2009 y los principales productos que importan son: diesel y nafta de alto octano. El volumen de barriles de intercambio de diesel fue de 1.662.545, y de nafta de alto octano se importaron 1.005.790 barriles, tal como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA 49
IMPORTACIÓN DE DERIVADOS REALIZADA POR PETROECUADOR CONVENIO CON ENAP CHILE

Cifras barriles

Año 2009

PRODUCTO	VOLUMEN Bls.
DIESEL	1.662.545
NAFTA ALTO OCTANO	1.005.790

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional



5

**Impacto de
las Inversiones
de las
Operadoras del
Sistema
PETROECUADOR
1999 - 2009**

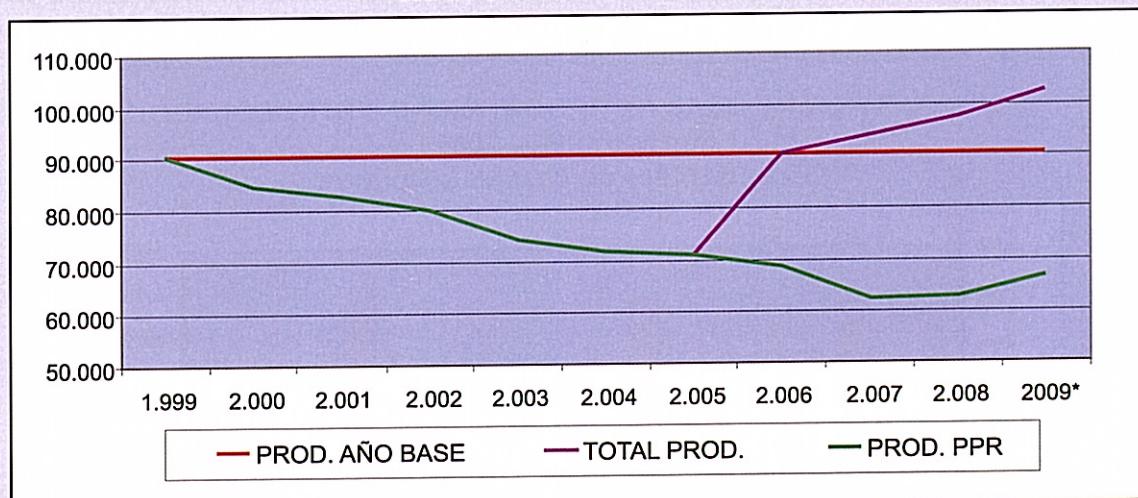


El presente análisis determina y define el impacto de las inversiones en el Sistema PETROECUADOR tomando el año 1999 como año base. Se consideran varios factores como producción, saldo exportable e inversión analizándolos de tal forma que no se limite a determinar un coeficiente de relación entre los factores antes mencionados, sino encaminar nuestros análisis al impacto de las inversiones frente a las pérdidas por bajas de producción.

5.1. PRODUCCIÓN DE CAMPO PETROAMAZONAS

TABLA 58

PRODUCCION DE CAMPO - OPERADORAS DE PETROECUADOR
Período 1999 – 2009
Cifras en Miles de Barriles



	1.999
Petroproducción	90.387
Petroamazonas	0
TOTAL	90.387

	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004
Petroproducción	84.628	82.559	80.137	74.198	71.808
Var. Anual % PPR	-6,37%	-2,44%	-2,93%	-7,41%	-3,22%
Petroamazonas	0	0	0	0	0
Var. Anual % PAM					
TOTAL	84.628	82.559	80.137	74.198	71.808
Var. Anual % TOTAL (año a año)	-6,37%	-2,44%	-2,93%	-7,41%	-3,22%

	2.005	2.006	2.007	2.008	2009*
Petroproducción	70.971	68.624	62.151	62.822	66.582
Var. Anual % PPR	-1,17%	-3,31%	-9,43%	1,08%	5,99%
Petroamazonas	0	21.814	32.183	34.749	36.183
Var. Anual % PAM			47,53%	7,97%	4,13%
TOTAL	70.971	90.438	94.334	97.571	102.765
Var. Anual % TOTAL (año a año)	-1,17%	-3,31%	-9,43%	1,08%	5,99%

Fuente: Informes Estadísticos PETROECUADOR, 1999 – 2009

- A partir del año 2006 ingresa en la producción de Petroecuador, la explotación de los campos operados por Petroamazonas, lo que produce un levantamiento de 21,8 MM Bls alcanzando en el año 2009 los 36,1 MM Bls.
- La producción del año base 1999 de Petroproducción fue de 90,3 MM Bls continuando con una declinación progresiva de explotación llegando al 2007 a su producción más baja en este período de análisis con una producción de 62,1 MM Bls.
- A partir del año 2008 Petroproducción logra mantener y recuperar la producción de campo siendo ésta al 2009 de 66,5 MM Bls.

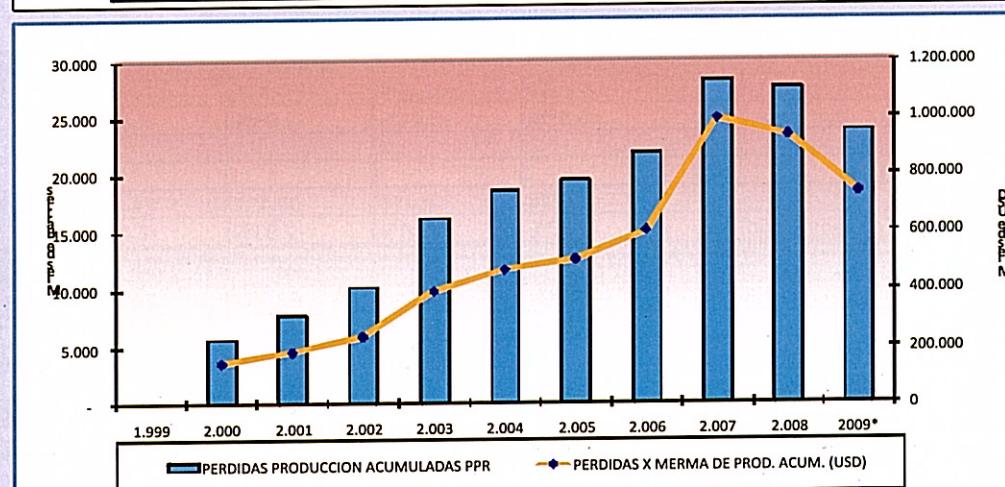
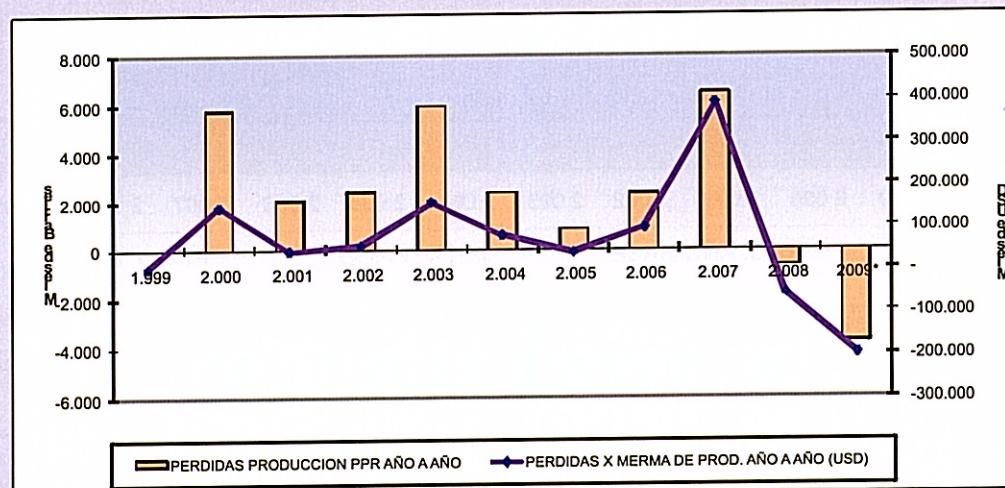
5.2. PÉRDIDAS DE PETROECUADOR POR MERMAS DE PRODUCCIÓN

TABLA 59

PERDIDAS POR MERMAS DE PRODUCCION – PETROECUADOR

Período 1999 – 2009

Cifras en Miles de Barriles y Dólares



	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004
PERDIDAS PRODUCCION PPR AÑO A AÑO	5.759	2.069	2.422	5.939	2.390
PERDIDAS PRODUCCION ACUMULADAS PPR	5.759	7.828	10.250	16.189	18.579
PERDIDAS PRODUCCION PAM AÑO A AÑO					
PERDIDAS PRODUCCION ACUMULADAS PAM					
PRECIO PROMEDIO CRUDO ECUATORIANO (USD/BL)	25,10	18,99	22,04	26,26	32,17
PERDIDAS X MERMA DE PROD. AÑO A AÑO (USD)	144.532	39.297	53.389	155.935	76.887
PERDIDAS X MERMA DE PROD. ACUM. (USD)	144.532	183.829	237.218	393.153	470.040
	2.005	2.006	2.007	2.008	2009*
PERDIDAS PRODUCCION PPR AÑO A AÑO	837	2.347	6.473	-671	-3.760
PERDIDAS PRODUCCION ACUMULADAS PPR	19.416	21.763	28.236	27.565	23.805
PERDIDAS PRODUCCION PAM AÑO A AÑO		0	0	0	0
PERDIDAS PRODUCCION ACUMULADAS PAM		0	0	0	0
PRECIO PROMEDIO CRUDO ECUATORIANO (USD/BL)	42,84	40,84	60,23	89,84	52,55
PERDIDAS X MERMA DE PROD. AÑO A AÑO (USD)	35.853	95.846	389.884	-60.281	-197.571
PERDIDAS X MERMA DE PROD. ACUM. (USD)	505.893	601.739	991.623	931.342	733.771

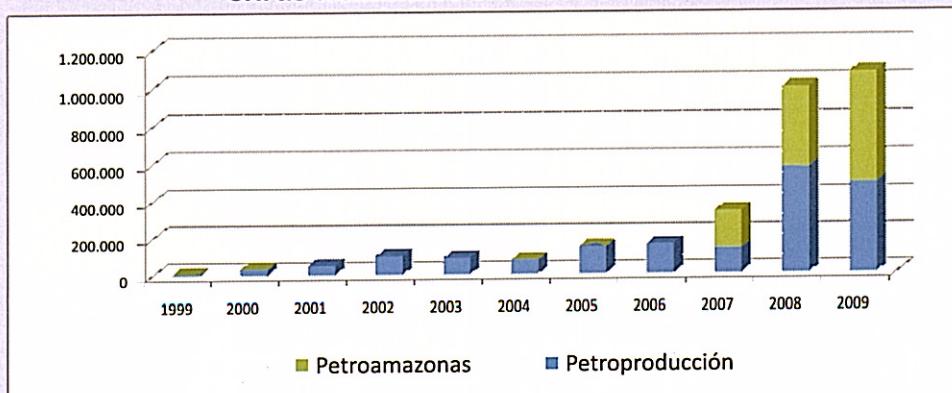
Fuente: Informes Estadísticos PETROECUADOR, 1999 – 2009

- Las pérdidas de producción fueron valoradas tomando en consideración el precio promedio de venta de crudo ecuatoriano de cada año del período en análisis por la declinación de la producción presentada año a año por Petroproducción.
- El decremento de la producción fue una constante hasta el año 2007.
- La acumulación de pérdidas por mermas de producción alcanzó su punto más alto en el año 2007 por un monto de 991,6 MM USD.
- El incremento de la producción en los años 2008 y 2009 permitió reducir las pérdidas de producción en 4,4 MM Bls, equivalentes a un monto 257,7 MM USD.
- Se estiman pérdidas por mermas de producción acumuladas con un monto de 733,8 MM USD por el período en análisis (1999 – 2009).

5.3. INVERSIONES DE PETROECUADOR DESTINADAS A EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE CRUDO

TABLA 60

INVERSIONES DESTINADAS A EXPLORACION Y PRODUCCION DE CRUDO DE PETROECUADOR
Período 1999 – 2009
Cifras Nominales en Miles de Dólares



	1.999
Petroproducción	5.698
Petroamazonas	0
TOTAL	5.698

	2000	2001	2002	2003	2004
Petroproducción	31.757	50.884	100.144	88.811	75.258
Petroamazonas	0	0	0	0	0
TOTAL	31.757	50.884	100.144	88.811	75.258
% Variacion Inversion (año a año)	457.34%	60.23%	96.81%	-11.32%	-15.26%
INVERSION ACUMULADA	37.455	88.339	188.483	277.294	352.552

	2005	2006	2007	2008	2009
Petroproducción	145.612	158.135	134.331	570.215	487.277
Petroamazonas	0	0	202.158	421.132	581.379
TOTAL	145.612	158.135	336.489	991.347	1.068.656
% Variacion Inversion (año a año)	93.48%	8.60%	112.79%	194.61%	7.80%
INVERSION ACUMULADA	498.164	656.299	992.788	1.984.135	3.052.791

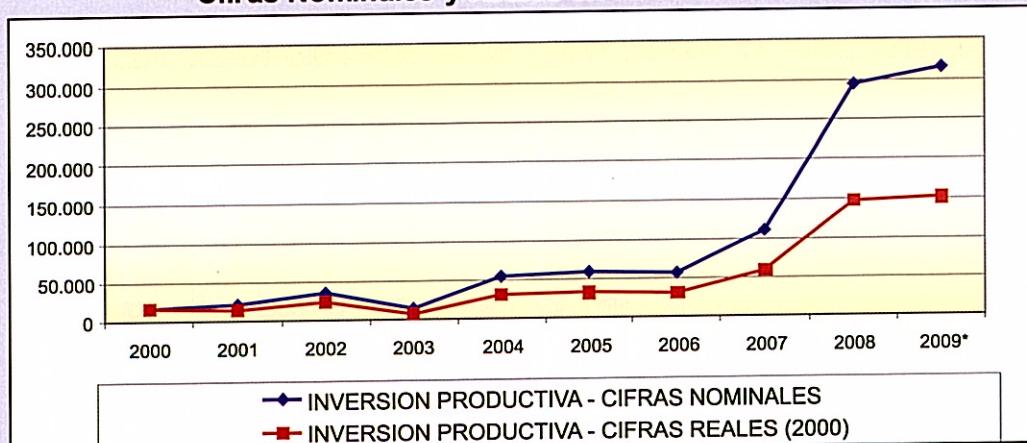
Fuente: Informes Estadísticos PETROECUADOR, 1999 – 2009

- Las inversiones muestran un punto de inflexión a partir del año 2008 donde se presenta un incremento del 195% en relación al 2007.
- En el período 1999 - 2007 el flujo de inversiones no cumple con ningún parámetro o tendencia de crecimiento; cabe mencionar que durante este período el país tuvo un sinnúmero de hechos políticos, sociales y económicos, que afectaron para la definición de una política clara y decidida en el desarrollo y la aprobación de la Proforma Presupuestaria del Sistema Petroecuador.
- En el período de análisis se han acumulado inversiones ejecutadas por un monto de 3.052 MM USD.

5.4. INVERSIONES DE PETROECUADOR DESTINADAS A LA PRODUCCIÓN DE CRUDO

TABLA 61

INVERSIONES DESTINADAS A PRODUCCIÓN DE CRUDO DE PETROECUADOR
Período 1999 – 2009
Cifras Nominales y Reales en Miles de Dólares



	2000	2001	2002	2003	2004
TOTAL POZOS DE DESARROLLO	10	12	18	7	23
COSTO UNITARIO / POZO	1.728	1.866	2.016	2.177	2.351
INVERSIÓN PRODUCTIVA - CIFRAS NOMINALES	17.280	22.395	36.280	15.237	54.071
INVERSIÓN PRODUCTIVA - CIFRAS REALES (2000)	17.280	16.347	23.539	9.163	31.752
	2005	2006	2007	2008	2009*
TOTAL POZOS DE DESARROLLO	23	21	37	92	91
COSTO UNITARIO / POZO	2.539	2.742	2.961	3.198	3.454
INVERSIÓN PRODUCTIVA - CIFRAS NOMINALES	58.397	57.584	109.575	294.253	314.339
INVERSIÓN PRODUCTIVA - CIFRAS REALES (2000)	33.620	32.093	59.695	148.021	152.043

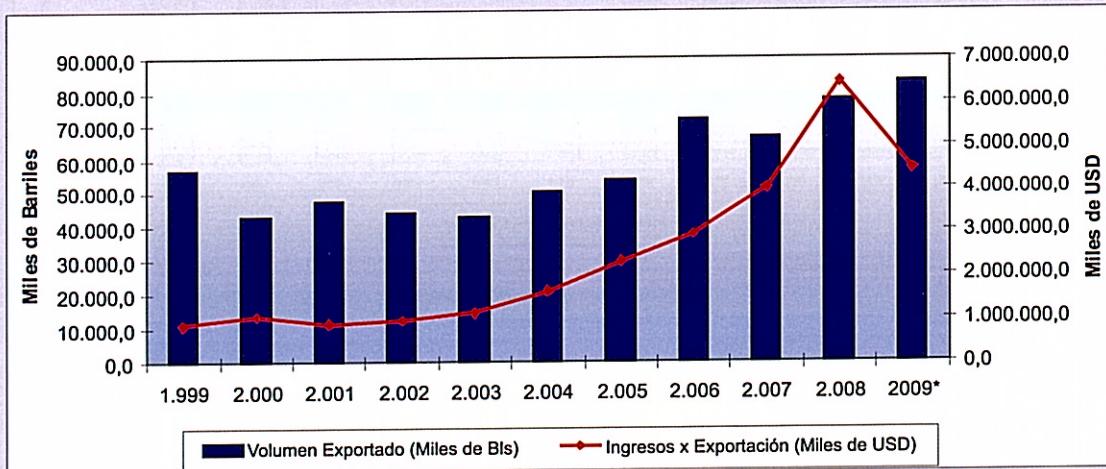
Fuente: Informes Estadísticos PETROECUADOR, 1999 – 2009

- Si consideramos las cifras reales de las inversiones en producción efectuadas desde el año 2000 al 2009, se tiene que se han incrementado en alrededor del 780%, lo cual ha redundado en la reducción de la brecha de la inversión ideal y la inversión ejecutada que ha permitido en los últimos dos años en sostener e incrementar la producción respecto al año 2007.
- Si comparamos las inversiones productivas en cifras nominales entre los años 2000 y 2009 se alcanza una variación del 2083%, lo cual contrasta con la variación del 437% determinado en cifras reales descontadas a través del tiempo en base a la tasa de inflación respectiva.

5.5. SALDO EXPORTABLE DE CRUDO PETROECUADOR

TABLA 62

SALDO EXPORTABLE DE CRUDO PETROECUADOR Período 1999 – 2009 Cifras en Miles de Barriles y Dólares



Ingresos x Exportación (Miles de USD)	1.999
Volumen Exportado (Miles de Bls)	854.995,1
	56.547,3

	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004
Ingresos x Exportación (Miles de USD)	1.073.752	899.866	964.811	1.130.012	1.622.032
% Variación (año a año)	25,59%	-16,19%	7,22%	17,12%	43,54%
% Variación (año base)	25,59%	5,25%	12,84%	32,17%	89,71%
Volumen Exportado (Miles de Bls)	43.084,5	47.378,6	43.727,8	43.038,0	50.420,1
% Variación (año a año)	-23,81%	9,97%	-7,71%	-1,58%	17,15%
% Variación (año base)	-23,81%	-16,21%	-22,67%	-23,89%	-10,84%

	2.005	2.006	2.007	2.008	2009*
Ingresos x Exportación (Miles de USD)	2.300.128	2.938.887	4.011.901	6.460.674	4.459.710
% Variación (año a año)	41,81%	27,77%	36,51%	61,04%	-30,97%
% Variación (año base)	169,02%	243,73%	369,23%	655,64%	421,61%
Volumen Exportado (Miles de Bls)	53.696,7	71.965,1	66.607,1	77.480,3	83.469,7
% Variación (año a año)	6,50%	34,02%	-7,45%	16,32%	7,73%
% Variación (año base)	-5,04%	27,27%	17,79%	37,02%	47,61%

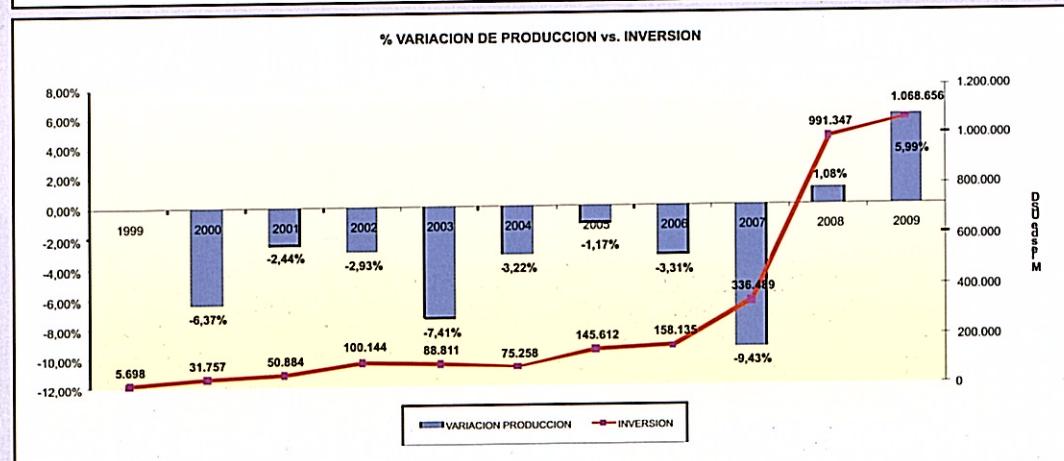
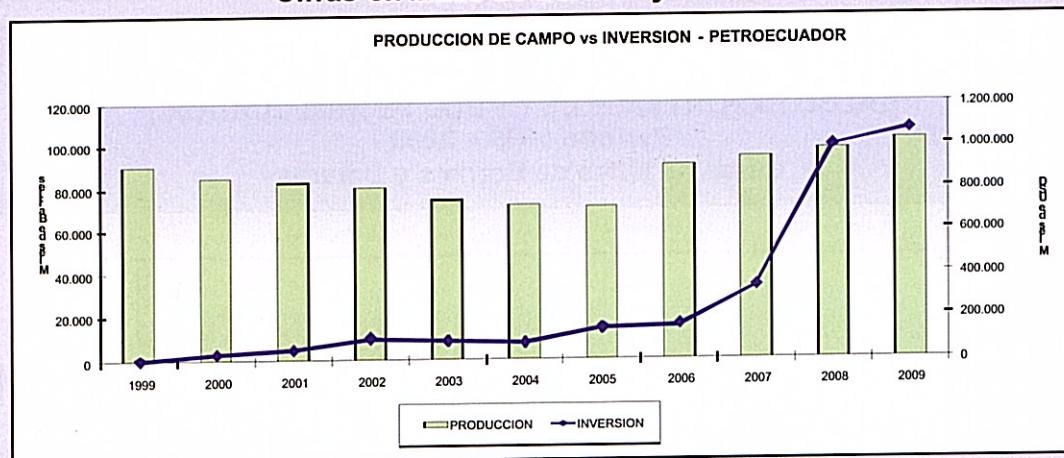
Fuente: Informes Estadísticos PETROECUADOR, 1999 – 2009

- Los ingresos por exportación de petróleo son directamente proporcionales al precio internacional del crudo.
- En el año 2008 se observa las bondades del precio del crudo (90 USD/Barril exportado, cifra récord) que permitieron alcanzar ingresos por 6.460 MM USD.
- En el año 2009 a pesar de alcanzar el tercer mejor registro volumétrico de exportación de toda la historia petrolera, la caída del precio de petróleo hizo que los ingresos sean menores que en el año 2008.

5.6. PRODUCCIÓN DE CAMPO VS. INVERSIÓN PETROECUADOR

TABLA 63

PRODUCCIÓN DE CAMPO vs INVERSIÓN - PETROECUADOR
Período 1999 – 2009
Cifras en Miles de Barriles y Dólares



Fuente: Informes Estadísticos PETROECUADOR, 1999 – 2009

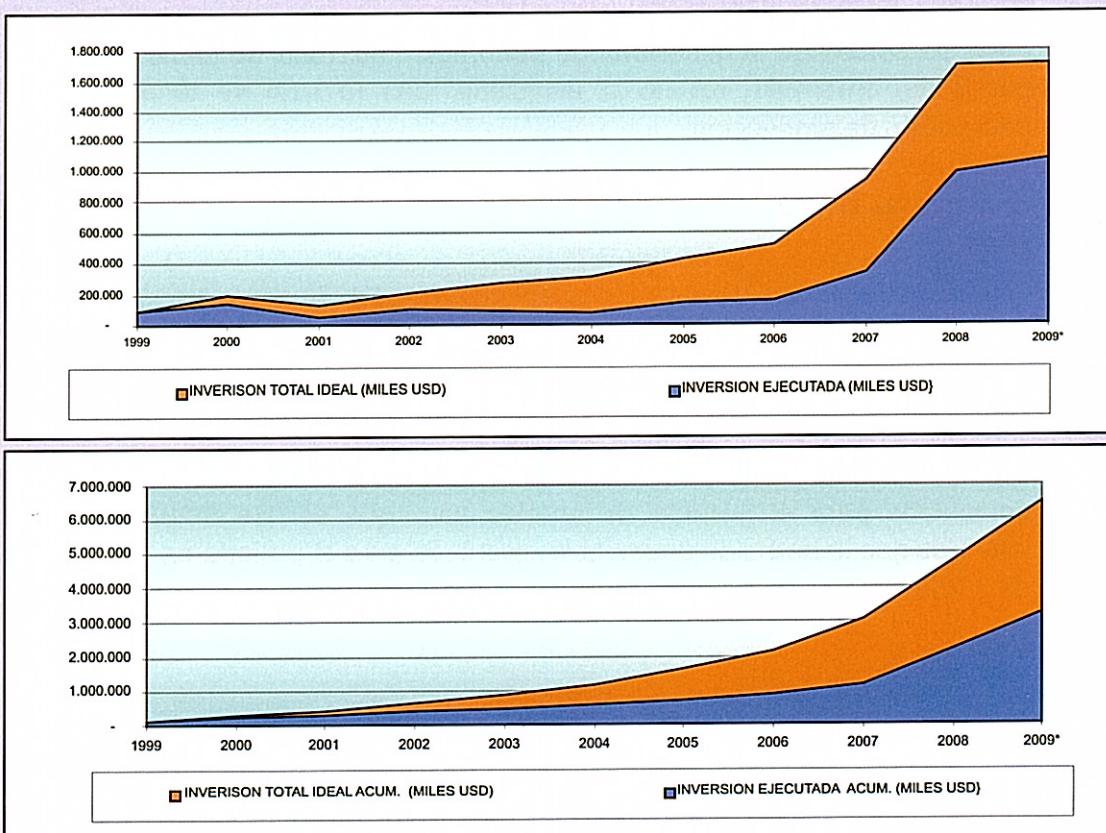
- La producción de campo está correlacionada directamente con la inversión, entendiéndose por inversión, recursos que generen producción tales como: perforación de pozos de desarrollo, relleno, reemplazo o avanzada. Es decir, que existen inversiones necesarias que no generan producción como son: sísmica, perforación exploratoria, simulación matemática, estudio de reservorio que permiten optimizar el gerenciamiento del reservorio.
- La inversión productiva de los últimos dos años ha permitido mantener y levantar la producción venciendo la declinación de producción de los campos, lo cual es histórico ya que la última pendiente positiva de producción fue registrada en el año 1995.

5.7. CÁLCULO DE INVERSIÓN REQUERIDA PARA ELIMINAR LAS PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN

TABLA 64

CALCULO DE INVERSION REQUERIDA PARA ELIMINAR LAS PERDIDAS DE PRODUCCION REFERIDA AL AÑO BASE 1999

Período 1999 – 2009
Cifras en Miles de Dólares



AÑO	1999
VOLUMEN PRODUCIDO, MILES BLS	90.387
CANTIDAD POZOS EN PRODUCCION	440
CANTIDAD POZOS EWO	140
PRODUCCION MEDIA POR POZO DIARIA	563

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004
VOLUMEN PRODUCIDO, MILES BLS	84.628	82.559	80.137	74.198	71.808
CANTIDAD POZOS EN PRODUCCION	440	420	400	380	380
CANTIDAD POZOS EWO	150	160	170	180	190
PRODUCCION MEDIA POR POZO DIARIA	527	539	549	535	518
COSTO UNITARIO / POZO	1.728	1.866	2.016	2.177	2.351
POZOS ADICIONALES REQUERIDOS	30	40	51	83	98
INVERSIÓN ADICIONAL REQUERIDA PARA % VAR=0	51.740	74.320	103.120	180.479	231.138
INVERISON TOTAL IDEAL	83.497	125.204	203.264	269.290	306.396
INVERSIÓN ADICIONAL REQ. ACUM.	51.740	126.060	229.180	409.659	640.797
INVERSIÓN TOTAL IDEAL ACUMULADA	83.497	208.701	411.965	681.255	987.651
AÑO	2005	2006	2007	2008	2009
VOLUMEN PRODUCIDO, MILES BLS	70.971	68.624	62.151	62.822	66.582
CANTIDAD POZOS EN PRODUCCION	400	420	442	510	520
CANTIDAD POZOS EWO	200	210	230	90	60
PRODUCCION MEDIA POR POZO DIARIA	486	448	385	337	351
COSTO UNITARIO / POZO	2.539	2.742	2.961	3.198	3.454
POZOS ADICIONALES REQUERIDOS	109	133	201	224	186
INVERSIÓN ADICIONAL REQUERIDA PARA % VAR=0	277.844	365.240	594.685	715.732	642.203
INVERISON TOTAL IDEAL	423.456	523.375	931.174	1.707.079	1.710.859
INVERSIÓN ADICIONAL REQ.ACUM.	918.641	1.283.881	1.878.567	2.594.298	3.236.501
INVERSIÓN TOTAL IDEAL ACUMULADA	1.411.107	1.934.482	2.865.657	4.572.735	6.283.594

Fuente: Informes Estadísticos PETROECUADOR, 1999 – 2009

- Para la estimación de inversión requerida para mantener la producción del año base, se estableció la necesidad de perforación adicional de cierto número de pozos de desarrollo, relleno o avanzada, con lo cual se tendría 0% de declinación de producción.
- El monto de inversión adicional para mantener la producción del año base, es igual a:

$$I_a = (n \text{ pozos ad. año } i) * (\text{costo} / \text{pozo año } i), \text{ mientras que:}$$

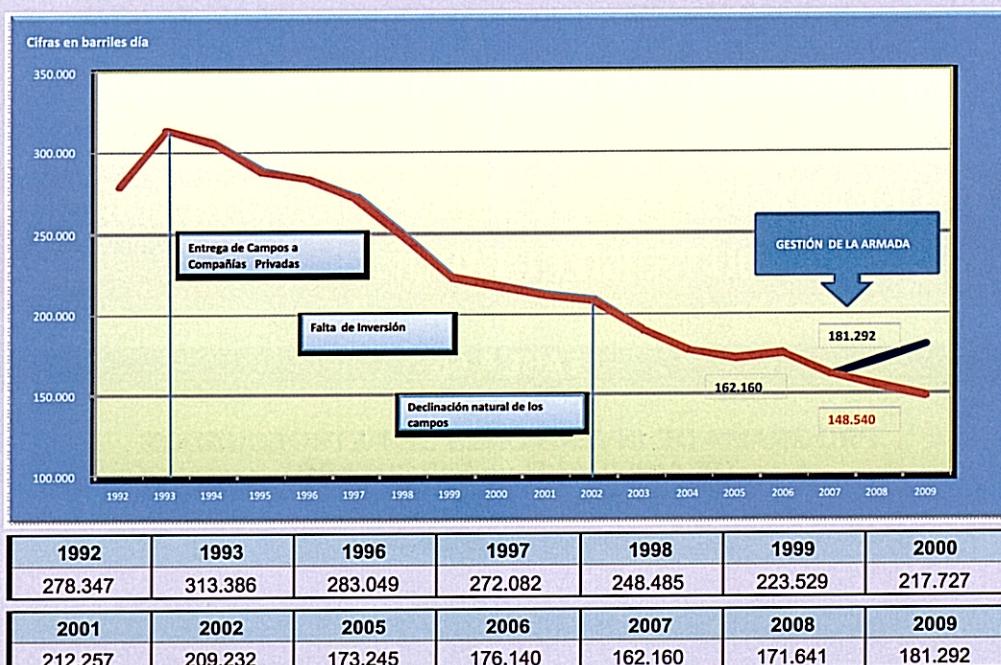
$$n \text{ pozos a} = (\text{Prod. Base} - \text{prod } i) / \text{Prod. Media por pozo } i$$

- Se determina que la inversión ideal (inversión ejecutada + inversión adicional) acumulada para el período de análisis tuvo que ser de 6.283 MM USD, mientras que la inversión acumulada ejecutada para el período en mención fue de 3.236 MM USD.

5.8. INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO FISCALIZADA POR INCREMENTO DE LA INVERSIÓN DE PETROECUADOR

TABLA 65

**INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO FISCALIZADA POR
INCREMENTO DE LA INVERSIÓN DE PETROECUADOR, COMPARADA A
DECLINACIÓN HISTÓRICA**
PERÍODO 1992 – 2009
Cifras en Barriles Día



Fuente: Informes Estadísticos PETROECUADOR, 1999 – 2009

PETROPRODUCCIÓN				
AÑO	Incremento Bls/día	Anual barriles	P.P.P.	TOTAL US \$
2008	16.416	6.008.392	83,96	504.464.562,59
2009	32.752	11.954.365	52,82	631.429.556,79
TOTAL	49.168	17.962.757		1.135.894.119,38

PETROAMAZONAS				
AÑO	Incremento Bls/día	Anual barriles	P.P.P.	TOTAL US \$
2008	13.784	5.044.837	82,04	413.878.408,78
2009	25.242	9.213.343	48,77	449.334.759,07
TOTAL	39.026	14.258.180		863.213.167,85

PETROECUADOR (PETROPRODUCCIÓN+PETROAMAZONAS)				
AÑO	Incremento Bls/día	Anual barriles	P.P.P.	TOTAL US \$
2008	30.200	11.053.228	83,08	918.342.971,38
2009	57.994	21.167.708	51,06	1.080.764.315,86
TOTAL	88.194	32.220.937		1.999.107.287,23

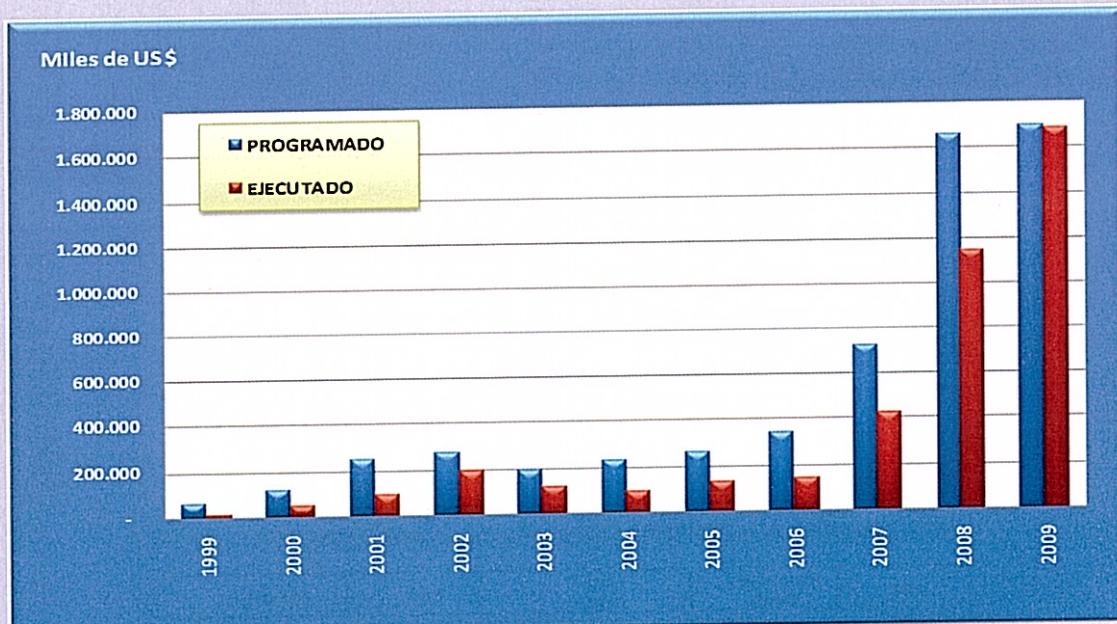
Fuente: Estadísticas de Planificación
ELABORACIÓN: Coordinación General de Planificación y Proyectos - Planificación

- Para realizar un análisis de incremento de la producción considerando la tendencia de decrecimiento histórico de la producción de los últimos 10 años (31% debido a la declinación natural y desinversión), vemos que si no se hubiesen realizado las inversiones durante el 2008 y el 2009 esta sería de apenas 148.540 barriles al día.
- La Gestión realizada en los últimos dos años en PETROECUADOR permitió vencer la declinación de los pozos y la recuperación de la producción representó un incremento de la producción estatal de 88.194 barriles/día.
- Los ingresos adicionales producto de la mejora de la producción incremental obtenidos en los años 2008 y 2009 correspondiente a este análisis, son del orden de 1.999 MM USD, ingresos que hubiese dejado de percibir el fisco, de no producirse la importante gestión en la inversión.

5.9. PROGRAMA DE INVERSIÓN DE PETROECUADOR (PLANIFICADO VS. EJECUTADO)

TABLA 66

**PROGRAMA DE INVERSIONES DE PETROECUADOR
(PLANIFICADO vs EJECUTADO)
PERIODO 1999 – 2009
Cifras en Miles de USD**



Fuente: Informes Estadísticos PETROECUADOR, 1999 – 2009

AÑO	PROGRAMADO	EJECUTADO	CUMPLIMIENTO
1999	63.496	14.840	23,4%
2000	118.334	47.664	40,3%
2001	247.071	94.670	38,3%
2002	274.140	192.264	70,1%
2003	189.124	115.618	61,1%
2004	229.914	93.292	40,6%
2005	257.700	129.545	50,3%
2006	337.527	140.922	41,8%
2007	724.566	417.257	57,6%
2008	1.656.072	1.147.244	69,3%
2009	1.692.191	1.585.910	93,7%

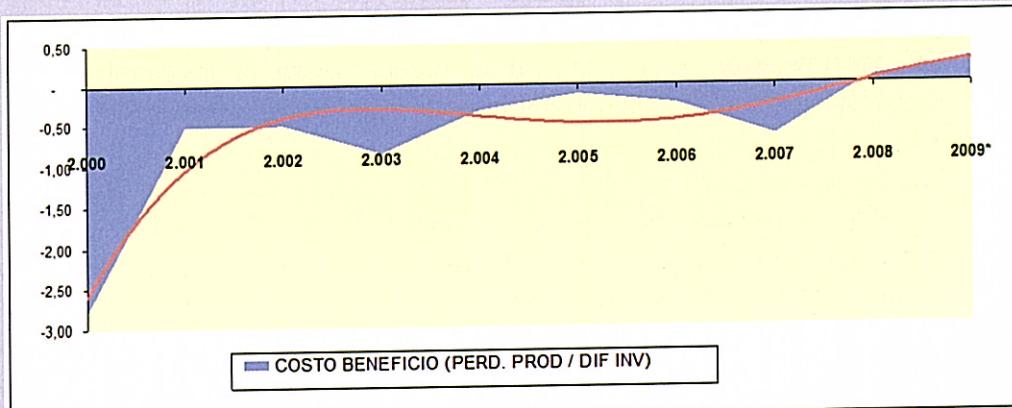
Fuente: Informes Estadísticos PETROECUADOR, 1999 – 2009

- El cumplimiento de los dos últimos: 1.147 MM USD en el 2008 y 1.585 MM USD en el 2009 equivalen al 69,3% y al 93,7% respectivamente, que demuestran que la gestión ha sido encaminada no solamente a la producción de petróleo, sino para el recambio, ampliación y automatización de la infraestructura en todo el sistema de producción, refinamiento, transporte de crudo y derivado, almacenamiento y abastecimiento de combustibles, ausente en los últimos 15 años.
- Las inversiones durante el año 2008 equivalen aproximadamente a los últimos 6 años de inversión en la empresa y la ejecución correspondiente al año 2009 representa aproximadamente los últimos 13 años de inversión. En los dos años, PETROECUADOR ha invertido 2.828 millones de dólares, un monto superior a los 25 últimos años.

5.10. COSTO BENEFICIO: VARIACIÓN DE INGRESO Y DIFERENCIA DE INVERSIÓN

TABLA 67

COSTO BENEFICIO (VARIACION INGRESOS / DIFERENCIA INVERSION)
Período 1999 – 2009



AÑO	PROGRAMADO	EJECUTADO	CUMPLIMIENTO
1999	63.496	14.840	23,4%
2000	118.334	47.664	40,3%
2001	247.071	94.670	38,3%
2002	274.140	192.264	70,1%
2003	189.124	115.618	61,1%
2004	229.914	93.292	40,6%
2005	257.700	129.545	50,3%
2006	337.527	140.922	41,8%
2007	724.566	417.257	57,6%
2008	1.656.072	1.147.244	69,3%
2009	1.692.191	1.585.910	93,7%

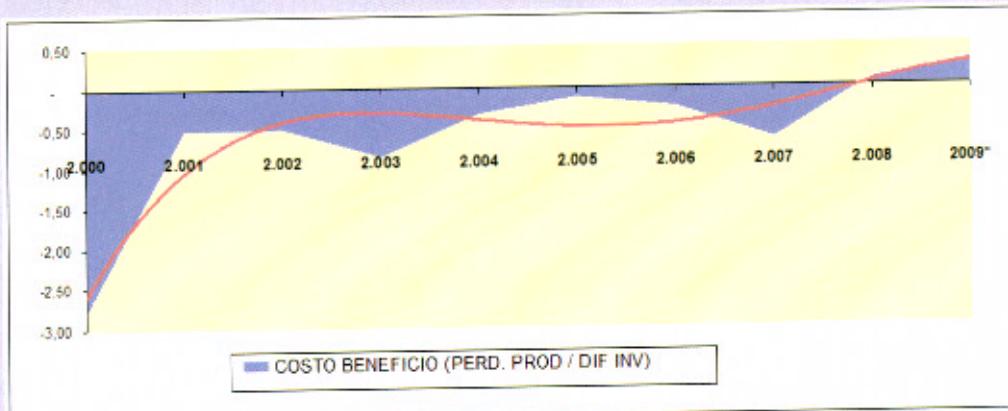
Fuente: Informes Estadísticos PETROECUADOR, 1999 – 2009

- El cumplimiento de los dos últimos: 1.147 MM USD en el 2008 y 1.585 MM USD en el 2009 equivalen al 69,3% y al 93,7% respectivamente, que demuestran que la gestión ha sido encaminada no solamente a la producción de petróleo, sino para el recambio, ampliación y automatización de la infraestructura en todo el sistema de producción, refinamiento, transporte de crudo y derivado, almacenamiento y abastecimiento de combustibles, ausente en los últimos 15 años.
- Las inversiones durante el año 2008 equivalen aproximadamente a los últimos 6 años de inversión en la empresa y la ejecución correspondiente al año 2009 representa aproximadamente los últimos 13 años de inversión. En los dos años, PETROECUADOR ha invertido 2.828 millones de dólares, un monto superior a los 25 últimos años.

5.10. COSTO BENEFICIO: VARIACIÓN DE INGRESO Y DIFERENCIA DE INVERSIÓN

TABLA 67

COSTO BENEFICIO (VARIACION INGRESOS / DIFERENCIA INVERSION)
Período 1999 – 2009



Costo Beneficio (Variación Ingresos / Diferencia Inversión)
Cifras en Miles de USD

	2000	2001	2002	2003	2004
INVERSION EJECUTADA	146.044	50.884	100.144	88.811	75.258
INVERSION IDEAL	197.784	125.204	203.264	269.290	306.396
DIFERENCIA (INV. IDEAL - INV. EJECUTADA)	51.740	74.320	103.120	180.479	231.138
VARIACION DE INGRESOS (MILES DE USD)	-144.532	-39.297	-53.389	-155.935	-76.887
COSTO BENEFICIO (VAR INGRESOS / DIF INV)	-2,79	-0,53	-0,52	-0,86	-0,33
	2005	2006	2007	2008	2009*
INVERSION EJECUTADA	145.612	158.135	336.489	991.347	1.068.656
INVERSION IDEAL	423.456	523.375	931.174	1.707.079	1.710.859
DIFERENCIA (INV. IDEAL - INV. EJECUTADA)	277.844	365.240	594.685	715.732	642.203
VARIACION DE INGRESOS (MILES DE USD)	-35.853	-95.846	-389.884	60.281	197.571
COSTO BENEFICIO (VAR INGRESOS / DIF INV)	-0,13	-0,26	-0,66	0,08	0,31

Fuente: Informes Estadísticos PETROECUADOR, 1999 – 2009

En este análisis, previo a las conclusiones es importante definir los siguientes términos:

- ✓ Variación de los ingresos: es la variación año a año de la producción de campo valorado a sus respectivos precios promedios de venta.
- ✓ Inversión ideal: inversión ejecutada + inversión adicional
- ✓ Desinversión: es la brecha existente entre la inversión ideal y la inversión ejecutada
 - La relación entre la variación de los ingresos y la desinversión, determina el coeficiente costo beneficio de la variación de los ingresos producto de la diferencia entre la inversión ideal y la inversión ejecutada, es decir, que en el año 2000 por cada dólar de desinversión el Estado dejó de percibir 2,79 USD, mientras que en el año 2009 por cada dólar de desinversión se generó 0,31 USD de ingresos percibidos.
 - El coeficiente costo beneficio varía por los cambios que se producen en las variables que lo determinan:
 - Variación de la desinversión
 - Variación de los ingresos

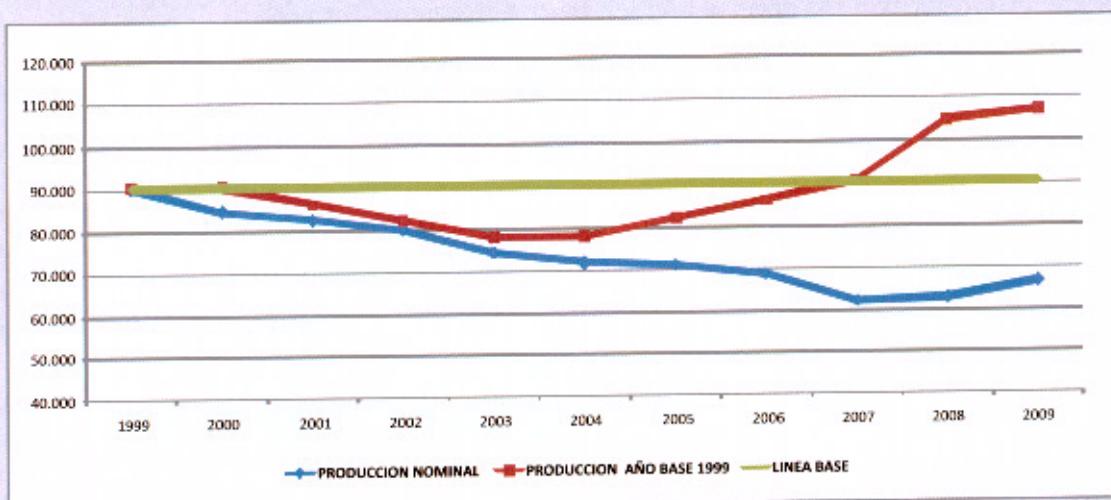
Por esto, el objetivo es que el costo beneficio sea mayor o igual a uno (+1), el mismo que puede ser alcanzado, ya sea, por el incremento del numerador (incremento de los ingresos por incremento de la producción), decremento del denominador (reducción de la brecha entre la inversión ideal y la inversión ejecutada), o simultáneamente ambos comportamientos.

- Los coeficientes de costo/beneficio conforman una familia de pendientes que determinan en su curva que las contiene al menos tres puntos de inflexión, lo principal del análisis, es el punto registrado en el año 2007 en el cual se produce el cambio de sentido de la pendiente que nos muestra que la brecha de desinversión se ha acortado en el 2009 y que con el incremento de la producción se ha generado ingresos a pesar de que existe desinversión acumulada.

5.11. PRODUCCIÓN DE PETROECUADOR TOMANDO COMO BASE EL AÑO 1999

TABLA 68

**PRODUCCION DE PETROPRODUCCION TOMANDO COMO BASE AL AÑO 1999
PERIODO 1999 – 2009
Cifras en Miles de USD**



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
VALOR PRESENTE BARRILES n - 0	90387	84628	82559	80137	74198	71808	70971	68624	62151	62822	66582
VALOR PRESENTE BARRILES n - 1			80781	78628	76130	74198	75587	74520	72219	71713	64054
VALOR PRESENTE BARRILES n - 2				86279	76930	74696	76130	78103	79367	83329	73119
VALOR PRESENTE BARRILES n - 3					82170	73088	74696	80137	82008	83524	90488
VALOR PRESENTE BARRILES n - 4						78062	73088	78628	84144	86304	96374
VALOR PRESENTE BARRILES n - 5							78082	76930	82558	88551	99582
VALOR PRESENTE BARRILES n - 6								82170	80781	86884	102175
VALOR PRESENTE BARRILES n - 7									86279	85013	100250
VALOR PRESENTE BARRILES n - 8										90798	102218
VALOR PRESENTE BARRILES n - 9											104767
VALOR PRESENTE BARRILES n - 10											106821

	2000	2001	2002	2003	2004
VOLUMEN PRODUCIDO, MILES BLS	84,628,00	82,559,00	80,137,00	74,198,00	71,808,00
CANTIDAD POZOS EN PRODUCCION	440	420	400	380	380
PRODUCCION MEDIA POR POZO DIARIA	527	539	549	535	518
VARIACION PROD. MEDIA POR POZO	-36	12	10	-14	-17
VARIACION (%) PROD. MEDIA POR POZO	-6,37%	2,20%	1,92%	-2,54%	-3,22%
PRODUCCION NOMINAL	84,628	82,559	80,137	74,198	71,808
PRODUCCION REAL AÑO BASE 1999	90,387	86,279	82,170	78,062	78,062

	2005	2006	2007	2008	2009
VOLUMEN PRODUCIDO, MILES BLS	70,971,00	68,624,00	62,151,00	62,822,00	66,582,00
CANTIDAD POZOS EN PRODUCCION	400	420	442	510	520
PRODUCCION MEDIA POR POZO DIARIA	486	448	385	337	351
VARIACION PROD. MEDIA POR POZO	-32	-38	-62	-48	13
VARIACION (%) PROD. MEDIA POR POZO	-6,11%	-7,91%	-13,94%	-12,40%	3,95%
PRODUCCION NOMINAL	70,971	68,624	62,151	62,822	66,582
PRODUCCION REAL AÑO BASE 1999	82,170	86,279	90,798	104,767	106,821

Fuente: Informes Estadísticos PETROECUADOR, 1999 – 2009

- Para el presente análisis se estima la producción levantada de campo promedio diaria por pozo de cada uno de los años del período en análisis, con el objeto de determinar la variación anual de la producción promedio diaria, la misma que permite demostrar el rendimiento de los pozos en la que se involucran la declinación natural del yacimiento, diferentes condicionantes de operaciones y la inversión.
- Estimada la variación anual de la producción promedio diaria, ésta se convierte en la tasa de variación de productividad promedia de los pozos al año i , y que será la tasa de descuento para traer a valor presente la producción del año i al año $i-1$, bajo la siguiente fórmula:

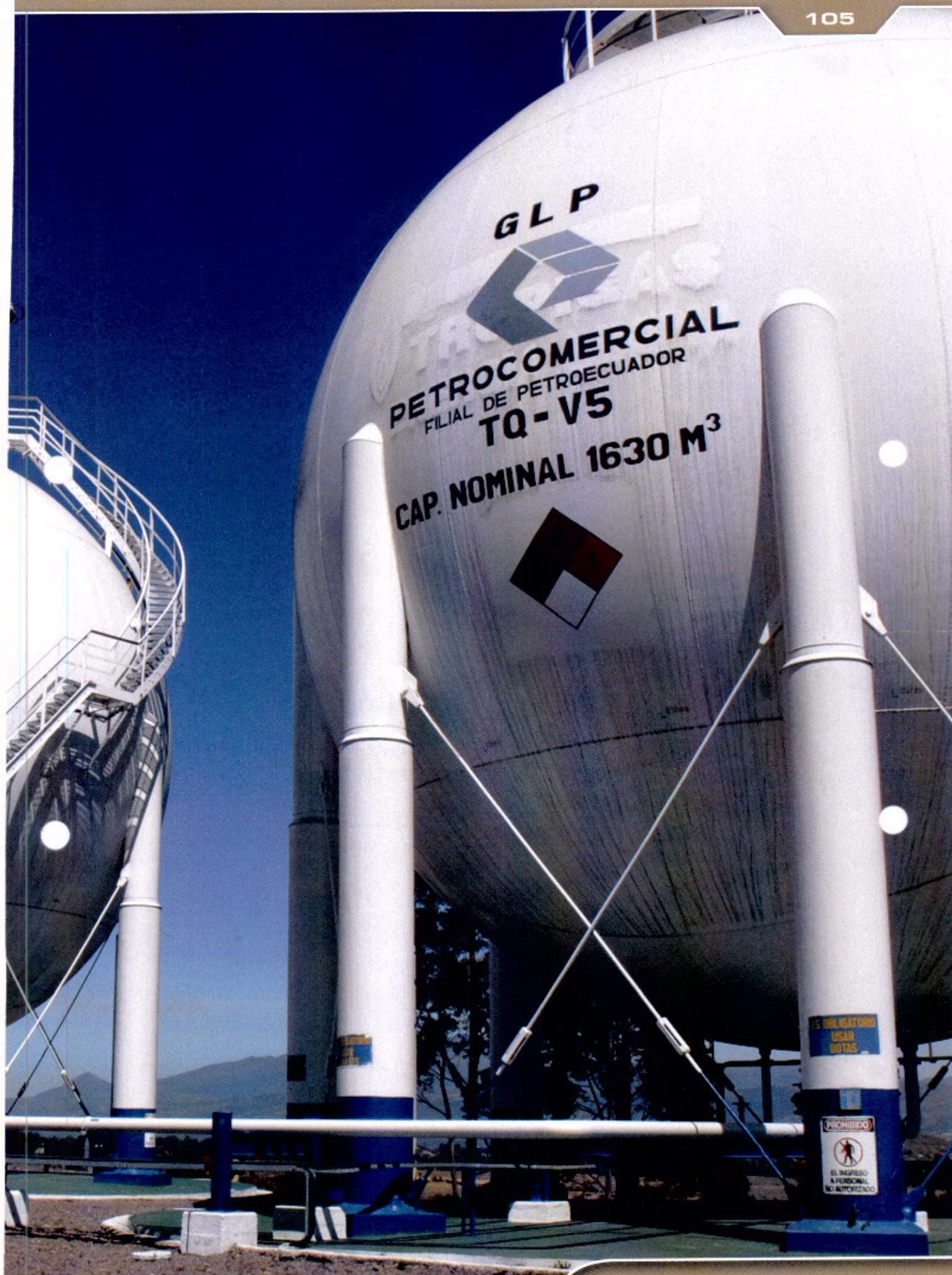
Producción al año $i-1$ = Producción al año i / (1 + Tasa de variación de productividad)

- Al descontar año a año la producción en base a la fórmula de regresión, se observa: que la producción anual al año base se mantuvo por debajo de la curva base (año 1999) hasta el año 2006 producto de la desinversión que afecta en la no recuperación del crudo por problemas operacionales, así como declinación natural propia del pozo.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
PRODUCCION AÑO BASE 1999	90.387	86.279	82.170	78.062	78.062	82.170	86.279

- A partir del año 2007 los esfuerzos realizados por este gobierno y la administración en términos de inversión (modernización de las facilidades de producción y un agresivo programa de perforación - reacondicionamiento) permitieron vencer la declinación, sostener e incrementar la producción, la misma que descontada al año base se encuentra por encima de la curva base (año 1999).

	2007	2008	2009
PRODUCCION AÑO BASE 1999	90.798	104.767	106.821





La presente publicación fue realizada bajo la Gestión de:

CALM. Luis Jaramillo Arias
Presidente Ejecutivo

CPFG-EM Jaime Vela
Miembro del Consejo de Administración

CPFG-EM Pablo Caicedo
Miembro del Consejo de Administración

Ing. Galo Salcedo
Miembro del Consejo de Administración



PETROECUADOR
EMPRESA ESTATAL
PETRÓLEOS DEL ECUADOR

PETROECUADOR

Alpallana E8-86 y Av. 6 de Diciembre, Teléfono: (593-2) 2 563-060/ 2 503-770
Quito - Ecuador

www.petroecuador.com.ec