

# FECU (Ficha Estadística Codificada Uniforme)

## 1. IDENTIFICACION

1.01.05.00

*Razón Social*

**EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO**

1.01.04.00

*RUT Sociedad*

**92604000 - 6**

1.00.01.10

*Fecha de inicio*

*día mes año*

**1 1 2006**

1.00.01.20

*Fecha de cierre*

*día mes año*

**30 9 2006**

1.00.01.30

*Tipo de Moneda*

**Dólares**

1.00.01.40

*Tipo de Estados Financieros*

**Consolidado**

# ACTIVOS

## 2.00 ESTADOS FINANCIEROS

### 2.01 BALANCE GENERAL

1.00.01.30 Tipo de Moneda Dólares  
 1.00.01.40 Tipo de Balance Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

ACTIVOS	NÚMERO NOTA	al 30   09   2006			al 30   09   2005		
		ACTUAL			ANTERIOR		
<b>5.11.00.00 TOTAL ACTIVOS CIRCULANTES</b>		<b>2.083.785</b>			<b>1.742.927</b>		
5.11.10.10 Disponible		58.913			68.817		
5.11.10.20 Depósitos a plazo		21.214			14.503		
5.11.10.30 Valores negociables (neto)		5.586			0		
5.11.10.40 Deudores por venta (neto)	4	675.627			564.288		
5.11.10.50 Documentos por cobrar (neto)		0			0		
5.11.10.60 Deudores varios (neto)	4	59.689			46.467		
5.11.10.70 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas	5	18.645			15.565		
5.11.10.80 Existencias (neto)	6	986.627			873.006		
5.11.10.90 Impuestos por recuperar	7	175.178			50.387		
5.11.20.10 Gastos pagados por anticipado		31.234			21.942		
5.11.20.20 Impuestos diferidos	7	15.572			18.377		
5.11.20.30 Otros activos circulantes		35.500			69.575		
5.11.20.40 Contratos de leasing (neto)		0			0		
5.11.20.50 Activos para leasing (neto)		0			0		
<b>5.12.00.00 TOTAL ACTIVOS FIJOS</b>	<b>8</b>	<b>1.611.609</b>			<b>1.569.422</b>		
5.12.10.00 Terrenos		16.902			16.912		
5.12.20.00 Construcción y obras de infraestructura		3.965.543			3.840.161		
5.12.30.00 Maquinarias y equipos		58.342			55.516		
5.12.40.00 Otros activos fijos		361.356			358.257		
5.12.50.00 Mayor valor por retasación técnica del activo fijo		0			0		
5.12.60.00 Depreciación (menos)		(2.790.534)			(2.701.424)		
<b>5.13.00.00 TOTAL OTROS ACTIVOS</b>		<b>259.851</b>			<b>275.224</b>		
5.13.10.10 Inversiones en empresas relacionadas	10	81.021			146.112		
5.13.10.20 Inversiones en otras sociedades	11	62.007			8		
5.13.10.30 Menor valor de inversiones	12	3.751			4.310		
5.13.10.40 Mayor valor de inversiones (menos)		0			0		
5.13.10.50 Deudores a largo plazo	4	23.150			23.972		
5.13.10.60 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas largo plazo	5	10.410			10.794		
5.13.10.65 Impuestos diferidos a largo plazo	7	17.091			0		
5.13.10.70 Intangibles		0			0		
5.13.10.80 Amortización (menos)		0			0		
5.13.10.90 Otros	13	62.421			90.028		
5.13.20.10 Contratos de leasing largo plazo (neto)		0			0		
<b>5.10.00.00 TOTAL ACTIVOS</b>		<b>3.955.245</b>			<b>3.587.573</b>		

## PASIVOS

1.00.01.30 Tipo de Moneda  
 1.00.01.40 Tipo de Balance

Dólares
Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6
--------------

PASIVOS	NÚMERO NOTA	al			al		
		día	mes	año	día	mes	año
		30	09	2006	30	09	2005
		ACTUAL			ANTERIOR		
<b>5.21.00.00 TOTAL PASIVOS CIRCULANTES</b>		<b>1.580.955</b>			<b>1.152.907</b>		
5.21.10.10 Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo	14	0			0		
5.21.10.20 Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo - porción corto plazo	14	23.458			54.393		
5.21.10.30 Obligaciones con el público (pagarés)		0			0		
5.21.10.40 Obligaciones con el público - porción corto plazo (bonos)	16	7.645			7.645		
5.21.10.50 Obligaciones largo plazo con vencimiento dentro un año		1.259			799		
5.21.10.60 Dividendos por pagar		0			0		
5.21.10.70 Cuentas por pagar		857.119			700.799		
5.21.10.80 Documentos por pagar		446.035			230.855		
5.21.10.90 Acreedores varios		14.203			7.809		
5.21.20.10 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas	5	12.995			12.673		
5.21.20.20 Provisiones	17	53.813			54.009		
5.21.20.30 Retenciones		42.333			10.885		
5.21.20.40 Impuesto a la renta	7	91.276			8.232		
5.21.20.50 Ingresos percibidos por adelantado		149			151		
5.21.20.60 Impuestos diferidos		0			0		
5.21.20.70 Otros pasivos circulantes		30.670			64.657		
<b>5.22.00.00 TOTAL PASIVOS A LARGO PLAZO</b>		<b>1.391.246</b>			<b>1.526.440</b>		
5.22.10.00 Obligaciones con bancos e instituciones financieras	15	246.625			269.125		
5.22.20.00 Obligaciones con el público largo plazo (bonos)	16	551.360			548.810		
5.22.30.00 Documentos por pagar largo plazo		3.716			3.932		
5.22.40.00 Acreedores varios largo plazo		16.665			59.532		
5.22.50.00 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas largo plazo	5	209.944			203.976		
5.22.60.00 Provisiones largo plazo	17	317.628			368.135		
5.22.70.00 Impuestos Diferidos a largo plazo		0			3.931		
5.22.80.00 Otros pasivos a largo plazo		45.308			68.999		
5.23.00.00 INTERES MINORITARIO	19	286			356		
<b>5.24.00.00 TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>20</b>	<b>982.758</b>			<b>907.870</b>		
5.24.10.00 Capital pagado	20	876.701			791.471		
5.24.20.00 Reserva revalorización capital		0			0		
5.24.30.00 Sobreprecio en venta de acciones propias		0			0		
5.24.40.00 Otras reservas	20	(69.327)			(69.863)		
5.24.50.00 Utilidades retenidas (sumas códigos 5.24.51.00 al 5.24.56.00)		175.384			186.262		
5.24.51.00 Reservas futuros dividendos		0			0		
5.24.52.00 Utilidades acumuladas	20	80.550			38.234		
5.24.53.00 Pérdidas acumuladas (menos)		0			0		
5.24.54.00 Utilidad (pérdida) del ejercicio	20	94.834			148.028		
5.24.55.00 Dividendos provisorios (menos)		0			0		
5.24.56.00 Déficit acumulado periodo de desarrollo		0			0		
<b>5.20.00.00 TOTAL PASIVOS</b>		<b>3.955.245</b>			<b>3.587.573</b>		

## ESTADO DE RESULTADOS

### 2.02 ESTADO DE RESULTADOS

1.00.01.30 Tipo de Moneda 

Dólares
---------

  
 1.00.01.40 Tipo de Balance 

Consolidado
-------------

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

ESTADO DE RESULTADOS	NÚMERO NOTA	ACTUAL			ANTERIOR		
		desde	hasta	año	desde	hasta	año
		01	30	2006	01	30	2005
		01	09	2006	01	09	2005
<b>5.31.11.00 RESULTADO DE EXPLOTACION</b>				<b>242.943</b>			<b>358.240</b>
5.31.11.10 MARGEN DE EXPLOTACION				306.524			415.014
5.31.11.11 Ingresos de explotación				5.897.414			4.775.389
5.31.11.12 Costos de explotación (menos)				(5.590.890)			(4.360.375)
5.31.11.20 Gastos de administración y ventas (menos)				(63.581)			(56.774)
<b>5.31.12.00 RESULTADO FUERA DE EXPLOTACION</b>				<b>(56.535)</b>			<b>(50.859)</b>
5.31.12.10 Ingresos financieros				3.605			1.409
5.31.12.20 Utilidad inversiones empresas relacionadas	10			11.392			12.295
5.31.12.30 Otros ingresos fuera de la explotación	21			28.790			15.971
5.31.12.40 Pérdida inversión empresas relacionadas (menos)	10			(2.403)			(2.968)
5.31.12.50 Amortización menor valor de inversiones (menos)	12			(1.069)			(916)
5.31.12.60 Gastos financieros(menos)				(77.045)			(64.821)
5.31.12.70 Otros egresos fuera de la explotación (menos)	21			(11.667)			(10.799)
5.31.12.80 Corrección monetaria				0			0
5.31.12.90 Diferencias de cambio	22			(8.138)			(1.030)
5.31.10.00 RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA E ÍTEMES EXTRAORDINARIOS				186.408			307.381
5.31.20.00 IMPUESTO A LA RENTA	7			(91.573)			(159.284)
5.31.30.00 ÍTEMES EXTRAORDINARIOS				0			0
5.31.40.00 UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DE INTERÉS MINORITARIO				94.835			148.097
5.31.50.00 INTERES MINORITARIO	19			(1)			(69)
<b>5.31.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) LÍQUIDA</b>				<b>94.834</b>			<b>148.028</b>
5.32.00.00 Amortización mayor valor de inversiones				0			0
<b>5.30.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO</b>				<b>94.834</b>			<b>148.028</b>

## ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO

### 2.03 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

1.00.01.30 Tipo de Moneda Dólares  
 1.00.01.40 Tipo de Balance Consolidado  
 5.03.01.00 Método del estado de flujo de efectivo D

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

	día	mes	año		día	mes	año
desde	01	01	2006	desde	01	01	2005
hasta	30	09	2006	hasta	30	09	2005

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	NÚMERO NOTA	ACTUAL	ANTERIOR
<b>5.41.11.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN</b>		<b>273.754</b>	<b>173.343</b>
5.41.11.10 Recaudación de deudores por venta		8.177.944	6.162.452
5.41.11.20 Ingresos financieros percibidos		3.593	13.682
5.41.11.30 Dividendos y otros repartos pecibidos		6.778	10.035
5.41.11.40 Otros ingresos percibidos		15.136	116.295
5.41.11.50 Pago a proveedores y personal (menos)		(6.080.219)	(4.666.526)
5.41.11.60 Intereses pagados (menos)		(39.272)	(59.552)
5.41.11.70 Impuesto a la renta pagado (menos)		(83.432)	(122.925)
5.41.11.80 Otros gastos pagados (menos)		(20.570)	(20.453)
5.41.11.90 Impuesto al Valor Agregado y otros similares pagados (menos)		(1.706.204)	(1.259.665)
<b>5.41.12.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>		<b>(135.833)</b>	<b>(79.790)</b>
5.41.12.05 Colocación de acciones de pago		0	0
5.41.12.10 Obtención de préstamos		0	108.916
5.41.12.15 Obligaciones con el público		0	0
5.41.12.20 Préstamos documentados de empresas relacionadas		0	0
5.41.12.25 Obtención de otros préstamos de empresas relacionadas		0	0
5.41.12.30 Otras fuentes de financiamiento		0	0
5.41.12.35 Pago de dividendos (menos)		(56.439)	0
5.41.12.40 Repartos de capital (menos)		0	0
5.41.12.45 Pago de préstamos (menos)		(58.332)	(188.102)
5.41.12.50 Pago de obligaciones con el público (menos)		(21.062)	0
5.41.12.55 Pago de préstamos documentados de empresas relacionadas (menos)		0	0
5.41.12.60 Pago de otros préstamos de empresas relacionadas (menos)		0	0
5.41.12.65 Pago de gastos por emisión y colocación de acciones (menos)		0	0
5.41.12.70 Pago de gastos por emisión y colocación de obligaciones con el público (menos)		0	0
5.41.12.75 Otros desembolsos por financiamiento (menos)		0	(604)
<b>5.41.13.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		<b>(131.554)</b>	<b>(110.190)</b>
5.41.13.05 Ventas de activo fijo		490	11.753
5.41.13.10 Ventas de inversiones permanentes		54.159	6.647
5.41.13.15 Ventas de otras inversiones		0	0
5.41.13.20 Recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas		374	19.876
5.41.13.25 Recaudación de otros préstamos a empresas relacionadas		0	0
5.41.13.30 Otros ingresos de inversión		11.639	0
5.41.13.35 Incorporación de activos fijos (menos)		(184.445)	(125.241)
5.41.13.40 Pago de intereses capitalizados (menos)		0	0
5.41.13.45 Inversiones permanentes (menos)		(3.242)	(3.111)
5.41.13.50 Inversiones en instrumentos financieros (menos)		(106)	0
5.41.13.55 Préstamos documentados a empresas relacionadas (menos)		(2.138)	(19.717)
5.41.13.60 Otros préstamos a empresas relacionadas (menos)		0	(397)
5.41.13.65 Otros desembolsos de inversión (menos)		(8.285)	0
<b>5.41.10.00 FLUJO NETO TOTAL DEL PERÍODO</b>		<b>6.367</b>	<b>(16.637)</b>
5.41.20.00 EFECTO DE LA INFLACIÓN SOBRE EL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE		0	
<b>5.41.00.00 VARIACION NETA DEL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE</b>		<b>6.367</b>	<b>(16.637)</b>
<b>5.42.00.00 SALDO INICIAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE</b>		<b>79.060</b>	<b>99.957</b>
<b>5.40.00.00 SALDO FINAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE</b>	<b>24</b>	<b>85.427</b>	<b>83.320</b>

## CONCILIACION FLUJO-RESULTADO

### CONCILIACIÓN ENTRE EL FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN Y EL RESULTADO DEL EJERCICIO

1.00.01.30 Tipo de Moneda  
 1.00.01.40 Tipo de Balance

Dólares
Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6
--------------

CONCILIACION FLUJO-RESULTADO	NÚMERO NOTA	1.01.04.00 R.U.T.			92604000 - 6		
		desde	hasta	año	desde	hasta	año
		01	30	2006	01	30	2005
		01	09	2006	01	09	2005
<b>5.50.10.00 Utilidad (Pérdida) del ejercicio</b>				<b>94.834</b>			<b>148.028</b>
<b>5.50.20.00 Resultado en venta de activos</b>				<b>(15.977)</b>			<b>(1.800)</b>
5.50.20.10 (Utilidad) Pérdida en venta de activos fijos	21			(483)			(1.774)
5.50.20.20 Utilidad en venta de inversiones (menos)				(15.498)			(26)
5.50.20.30 Pérdida en venta de inversiones	21			4			0
5.50.20.40 (Utilidad) Pérdida en venta de otros activos				0			0
<b>5.50.30.00 Cargos (abonos) a resultado que no representan flujo de efectivo</b>				<b>117.004</b>			<b>149.970</b>
5.50.30.05 Depreciación del ejercicio	8			165.595			138.391
5.50.30.10 Amortización de intangibles				0			0
5.50.30.15 Castigos y provisiones				5.006			25.554
5.50.30.20 Utilidad devengada en inversiones en empresas relacionadas (menos)	10			(11.392)			(12.295)
5.50.30.25 Pérdida devengada en inversiones en empresas relacionadas	10			2.403			2.968
5.50.30.30 Amortización menor valor de inversiones	12			1.069			916
5.50.30.35 Amortización mayor valor de inversiones (menos)				0			0
5.50.30.40 Corrección monetaria neta				0			0
5.50.30.45 Diferencia de cambio neta	22			8.138			1.036
5.50.30.50 Otros abonos a resultado que no representan flujo de efectivo (menos)				(56.195)			(8.995)
5.50.30.55 Otros cargos a resultado que no representan flujo de efectivo				2.380			2.395
<b>5.50.40.00 Variación de Activos que afectan al flujo de efectivo (aumentos) disminuciones</b>				<b>1.508.503</b>			<b>420.171</b>
5.50.40.10 Deudores por ventas				1.528.142			558.382
5.50.40.20 Existencias				(128.697)			(224.683)
5.50.40.30 Otros activos				109.058			86.472
<b>5.50.50.00 Variación de pasivos que afectan al flujo de efectivo aumentos (disminuciones)</b>				<b>(1.430.611)</b>			<b>(543.095)</b>
5.50.50.10 Cuentas por pagar relacionadas con el resultado de la explotación				686.999			(464.242)
5.50.50.20 Intereses por pagar				35.710			13.597
5.50.50.30 Impuesto a la renta por pagar (neto)				8.486			39.866
5.50.50.40 Otras cuentas por pagar relacionadas con el resultado fuera de explotación				(1.460)			(9.611)
5.50.50.50 Impuesto al Valor Agregado y otros similares por pagar (neto)				(2.160.346)			(122.705)
<b>5.50.60.00 Utilidad (Pérdida) del interés minoritario</b>				<b>1</b>			<b>69</b>
<b>5.50.00.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN</b>				<b>273.754</b>			<b>173.343</b>

## 01. Inscripción en el Registro de Valores

La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), es la matriz del grupo de empresas a que se refieren los presentes estados financieros consolidados.

Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N°783. De acuerdo a lo anterior, la Empresa se encuentra sujeta a las normas de la citada Superintendencia.

Las filiales cuyos estados financieros se incluyen en la consolidación, corresponden tanto a empresas situadas en Chile como en el exterior.

Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) fue creada por la Ley 9.618 de fecha 19 de junio de 1950 y es propiedad del Estado de Chile. Su actividad principal, de acuerdo con dicha Ley y modificaciones posteriores, es la exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos, actividad que está facultada para desarrollar dentro y fuera del territorio nacional. Es holding de las filiales: Enap Refinerías S.A., Enap Sipetrol S.A. y Petro Servicio Corp. S.A., además, posee una sucursal en la República Argentina.

Enap Refinerías S.A. refina el petróleo crudo tanto nacional como importado, el que adquiere a ENAP y presta servicios de recepción y almacenamiento de hidrocarburos, a través de terminales y estanques, las Sociedades Petro Servicio Corp. S.A. y Enap Sipetrol S.A. realizan fuera del territorio nacional una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

Enap Sipetrol S.A. posee sucursales en Ecuador, Colombia (hasta el 31 de marzo de 2006), Argentina y Venezuela y las filiales en Argentina, Estados Unidos, Inglaterra, Ecuador, Uruguay y Brasil.

Mediante escritura publica de fecha 3 de abril de 2006, Enap Sipetrol S.A. fue dividida, traspasando todos los activos relacionados con la operación en Colombia (Sucursal) a una nueva sociedad denominada Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A. (SEEP S.A.), esta última sociedad fue vendida en el mes de julio de 2006.

La filial Enap Refinerías S.A., es una sociedad anónima cerrada, inscrita voluntariamente en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N°833.

## 02. Criterios Contables Aplicados

### a. Período contable

Los estados financieros consolidados comprenden los períodos terminados al 30 de septiembre de 2006 y 2005.

### b. Bases de preparación

Los estados financieros consolidados, han sido preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile emitidos por el Colegio de Contadores de Chile A.G., los cuales concuerdan con las normas impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros. En caso de existir discrepancias priman estas últimas.

### c. Bases de presentación

De acuerdo a la Resolución Exenta N°190 del Servicio de Impuestos Internos, de fecha 1 de octubre de 2004 y Oficio ordinario N°11.108 de la Superintendencia de Valores y Seguros, de fecha 26 de noviembre 2004, se autorizó a la Empresa para llevar su contabilidad en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, en los términos y condiciones que exige el artículo 18, inciso 3° del Código Tributario, a contar del 1 de enero de 2005.

Para estos efectos los saldos iniciales de activos, pasivos y patrimonio del año 2005, se convirtieron a dólares estadounidenses a la cotización vigente al cierre del año 2004 (tasa de \$ 557,4 por peso chileno).

Para efectos comparativos, en los estados financieros de 2005, se reclasificó en Enap Sipetrol S.A., una provisión de impairment de activos fijos desde la depreciación acumulada hacia los correspondientes activos fijos brutos.

### d. Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con la normativa establecida en el Boletín Técnico N° 72 (que derogó parcialmente Boletín Técnico N° 42) del Colegio de Contadores de Chile A.G. y en la Circular N°1.697 (que derogó la Circular N° 368) de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Los estados financieros de las sociedades extranjeras al 30 de junio de 2006 y 2005 han sido preparados de acuerdo a la normativa establecida en los Boletines Técnicos N°72, N°64 y N°42 del Colegio de Contadores de Chile A.G., dependiendo de la fecha en que estos fueron adoptados.

En cuadro adjunto, al final de esta nota, se presentan las filiales que se han consolidado.

Todas las transacciones, resultados no realizados y los saldos significativos entre compañías han sido eliminados y se ha reconocido la participación de los inversionistas minoritarios, presentada como interés minoritario.

### e. Bases de conversión

Los activos y pasivos monetarios que se encuentran pactados en pesos chilenos u otras monedas distintas a US\$ y en unidades de fomento se presentan en dólares estadounidenses convertidos al tipo de cambio observado al cierre del período, de acuerdo a las siguientes paridades:

	30/09/2006	30/09/2005
Peso chileno por dólar	537,03	529,20
Peso argentino por dólar	3,10	2,91
Peso colombiano por dólar	2.397,25	2.290,00
Libra esterlina por dólar	0,53	0,57
Unidad de fomento por dólar	0,03	0,03
Euro por dólar	0,79	0,83

Las diferencias de cambio se registran en los resultados del período excepto por las inversiones en sociedades que mantienen sus registros en una moneda distinta del dólar, cuyos efectos se reconocen en patrimonio.

### f. Depósitos a plazo

Los depósitos a plazo se presentan a su valor de inversión más intereses y reajustes devengados.



## 02. Criterios Contables Aplicados

### g. Valores negociables

Corresponde a inversiones en cuotas de fondos mutuos de renta fija valorizadas al valor de la cuota al cierre del período.

### h. Estimación de deudores incobrables

Los deudores por ventas se presentan netos de una provisión de deudores incobrables. Esta provisión ha sido determinada, principalmente, considerando la antigüedad de las cuentas por cobrar vencidas.

### i. Existencias

Las existencias de petróleo crudo y productos terminados han sido valorizadas a sus costos directos de adquisición o producción. El valor de las existencias no excede su valor neto de realización. Para estos efectos se han considerado los precios de ventas de los productos terminados y los costos de reposición del petróleo crudo.

Las existencias de insumos en bodega se valorizan a sus costos de adquisición deducidas las provisiones estimadas para obsolescencia.

La provisión para obsolescencia está constituida sobre la base de una evaluación técnica de los insumos que se estima no tendrán una utilización futura en las actividades de producción.

### j. Activo fijo

El activo fijo se presenta a su costo de adquisición.

Las inversiones en campos petrolíferos en explotación y desarrollo, se presentan clasificadas en construcciones y obras de infraestructura.

Las inversiones en exploración comprenden desembolsos y aportes destinados a cubrir la adquisición de bienes de uso y el desarrollo de pozos exploratorios. Estos costos se mantienen como inversión en exploración hasta que se concluya sobre la existencia de hidrocarburos que permitan su recupero. Los costos geológicos y geofísicos son cargados directo a resultados.

Los costos e inversiones correspondientes a exploraciones exitosas son traspasados a campos petrolíferos y los no exitosos se cargan a resultados.

Las inversiones en campos petrolíferos se encuentran sujetas a permanentes evaluaciones de sus ingresos futuros. En aquellos casos en que los flujos futuros estimados sean menores a las inversiones efectuadas, los valores de éstas últimas son ajustados a la estimación de flujos futuros descontados.

Los materiales y repuestos que se estima se incorporarán al activo fijo, se presentan en el rubro otros activos fijos al costo netos de provisión de obsolescencia.

### k. Depreciación activo fijo

La depreciación se calcula en forma lineal sobre la base de los años de vida útil estimada de los bienes, excepto los campos petrolíferos, cuya depreciación se calcula por el método unidad de producción considerando la producción del año y reservas estimadas (probadas-desarrolladas) de petróleo crudo y gas, de acuerdo con informes técnicos preparados por personal de la Empresa, cuyas cifras son certificadas en forma periódica por especialistas independientes. La depreciación de oleoductos y gasoductos marinos se calcula por el método de unidad de producción, considerando además de la producción del año y de las reservas probadas-desarrolladas, las reservas probables del área en explotación.

### l. Activos en leasing

Los bienes recibidos en arrendamiento con opción de compra, cuyos contratos reúnen las características de un leasing financiero, son contabilizados en forma similar a la adquisición de un activo fijo reconociendo la obligación total y los intereses sobre la base de lo devengado. La valorización y depreciación de estos activos se efectúan bajo las normas generales que afectan al activo fijo. Estos activos no son jurídicamente propiedad de la Empresa, por lo que mientras no se ejerza la opción de compra no se puede disponer libremente de ellos.

### m. Inversiones en empresas relacionadas

## 02. Criterios Contables Aplicados

Las inversiones incorporadas a partir del 1 de enero de 2004 se presentan valorizadas de acuerdo a la metodología del Valor Patrimonial (VP). Las efectuadas con anterioridad a dicha fecha se presentan valorizadas de acuerdo a la metodología del Valor Patrimonial Proporcional (VPP).

La valorización de empresas extranjeras se basa en las normas y criterios contables contenidos en el Boletín Técnico N°64 del Colegio de Contadores de Chile A.G., que establece que las inversiones en el extranjero, en países no estables, y que no son una extensión de las operaciones de la inversora, se controlan en dólares estadounidenses, ajustándose los estados financieros de la Sociedad extranjera a principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile. Los ajustes de cambio por conversión se cargan o abonan a Otras Reservas en el Patrimonio. Este criterio se aplicó hasta diciembre de 2004.

Para aquellas sociedades en que ENAP y sus filiales poseen menos de un 20% de participación societaria y ejercen influencia significativa según lo definido en el Boletín Técnico N 72 del Colegio de Contadores, dichas inversiones se han contabilizado a valor patrimonial.

### n. Inversión en otras sociedades

Las inversiones en otras sociedades se presentan valorizadas al costo de adquisición.

De acuerdo al Boletín Técnico N 72 del Colegio de Contadores A.G., las inversiones en empresas relacionadas que no reúnen la característica para ser registrada en base a su VP, por no tener la Empresa el control o influencia significativa, se ha considerado como costo, su último VP, anterior a la fecha en que dio origen el cambio en el método de valorización, más o menos, el mayor o menor valor, si corresponde.

### ñ. Menor valor de inversiones

Corresponde a la diferencia entre el valor de adquisición de acciones y el valor patrimonial proporcional a la fecha de la compra. Para las adquisiciones de acciones efectuadas a partir del 1 de enero de 2004, el menor valor determinado corresponde a la diferencia entre el valor de adquisición de acciones y el valor justo a la fecha de la compra. Los plazos de amortización se determinan considerando el tiempo esperado de retorno de la inversión".

### o. Cargos financieros

Los desembolsos asociados directamente a la obtención de préstamos, se difieren y amortizan en el plazo de la obligación que le dio origen. Estos se presentan en el rubro Otros activos circulantes y Otros del activo a largo plazo.

### p. Impuestos a la renta e impuestos diferidos

La Empresa provisiona los impuestos a la renta sobre base devengada, de conformidad a las disposiciones legales vigentes. Estos comprenden el impuesto de primera categoría y un impuesto adicional incorporado por el artículo N°2 del D.L. N°2.398.

Los impuestos diferidos originados por las diferencias entre el balance financiero y el balance tributario, se registran por todas las diferencias temporarias, considerando la tasa de impuesto que estará vigente a la fecha estimada de reverso, conforme a lo establecido en el Boletín Técnico N°60 del Colegio de Contadores de Chile A.G. Los efectos derivados de los impuestos diferidos existentes a la fecha de implantación del referido boletín técnico y no reconocidos anteriormente, se reconocen en resultados sólo a medida que las diferencias temporales se reversen.

### q. Documentos por pagar

Este rubro incluye, entre otros, obligaciones con pago confirmado a proveedores de petróleo crudo y otros productos, a través de instituciones financieras.

### r. Obligaciones con el público

Las obligaciones por emisión de bonos se presentan de acuerdo a los montos comprometidos a desembolsar, incluyendo el valor de capital e intereses devengados hasta la fecha de cierre de los estados financieros. El menor valor determinado en la colocación de los bonos es activado y amortizado linealmente en el plazo estipulado de vigencia de los instrumentos de deuda y se presenta en

## 02. Criterios Contables Aplicados

los rubros Otros activos circulantes y Otros activos de largo plazo, el cargo a resultado por amortización se presenta en el rubro Gastos financieros del Estado de Resultados.

Los costos de emisión de títulos de deuda son activados y se presentan en los rubros Otros activos circulantes y Otros activos de largo plazo y son amortizados linealmente durante el plazo de vigencia de la obligación. El cargo a resultado por amortización se presenta en el rubro gastos financieros.

### s. Contratos de derivados

La Empresa mantiene contratos de derivados que corresponden a operaciones de cobertura tanto de transacciones esperadas como de partidas existentes.

En el caso de instrumentos de cobertura de transacciones esperadas, el mismo se presenta a su valor justo y los cambios en dicho valor son reconocidos como resultado no realizado hasta su vencimiento, momento en el cual se reconocen como otros ingresos o egresos no operacionales, según corresponda.

En el caso de instrumento de cobertura de partidas existentes, el mismo se ha valorizado al valor justo. El efecto de dicha valorización se reconoce en resultados en caso de ser pérdida y se difiere en caso de ser utilidad.

### t. Vacaciones del personal

El costo de las vacaciones del personal se carga a resultados en el ejercicio en que se devenga.

### u. Compensaciones y beneficios del personal

La provisión por compensaciones y beneficios del personal, cubre las obligaciones devengadas por desembolsos que deberá efectuar la empresa dentro de un año, de acuerdo con los convenios colectivos y contratos vigentes del personal.

### v. Indemnización por años de servicio

La provisión para cubrir la obligación por concepto de indemnización por años de servicio del personal, de acuerdo con los convenios y contratos vigentes, se registra a su valor corriente.

### w. Ingresos de explotación

Los ingresos provenientes de la explotación del giro se registran sobre base devengada. Estos ingresos se reconocen al momento del despacho físico de los productos, conjuntamente con la transferencia de su dominio.

### x. Software computacional

La Empresa adquiere sus software en paquetes computacionales, los cuales se activan y se amortizan en un período máximo de 4 años. Los costos de implementación se cargan a resultado en el mismo ejercicio.

### y. Transacción de venta con retroarrendamiento

La Empresa suscribió un contrato de venta con pacto de retroarrendamiento financiero por las oficinas del edificio corporativo, el cual se contabiliza manteniendo dichos activos en el activo fijo al mismo valor contable registrado antes de la operación y registrando los recursos obtenidos con abono al pasivo obligaciones por leasing, la cual se presenta formando parte de obligaciones largo plazo con vencimiento dentro un año en el pasivo circulante y acreedores varios largo plazo.

### z. Estado de flujo de efectivo

La Empresa ha considerado como efectivo y efectivo equivalente el disponible y todas aquellas inversiones de corto plazo que se efectúan como parte de la administración habitual de los excedentes de caja, de acuerdo con lo señalado por el Boletín Técnico N°50 del Colegio de Contadores de Chile A.G., y comprende el disponible, depósitos a plazo y valores negociables.

Bajo el concepto "Flujo originado por actividades de la operación" se incluyen todos aquellos flujos de efectivo relacionados con el giro social, incluyendo además, los intereses pagados, los ingresos financieros y, en general, todos aquellos flujos que no están definidos como de inversión o financiamiento. Cabe

## 02. Criterios Contables Aplicados

destacar que el concepto operacional utilizado en este estado es más amplio que el considerado en el Estado de Resultados.

**02. Criterios Contables Aplicados**  
**Sociedades Incluidas en la Consolidación**

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
		30/09/2006			30/09/2005
		DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
87756500-9	ENAP REFINERÍAS S.A.	99,9600	0,0000	99,9600	99,9600
0-E	PETRO SERVICIO CORP. S.A. (ARGENTINA)	99,9900	0,0100	100,0000	100,0000
96579730-0	ENAP SIPETROL S.A.	99,5000	0,5000	100,0000	100,0000
0-E	ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. (FILIAL DE ENAP S	0,5000	99,5000	100,0000	100,0000
0-E	SIPETROL BRASIL LTDA. (FILIAL DE ENAP SIPETRO	0,0000	99,9000	99,9000	99,9000
0-E	ENAP SIPETROL (UK) LIMITED (FILIAL DE ENAP SI	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	SIPETROL USA INC. (FILIAL DE ENAP SIPETROL S.A	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	SIPETROL INTERNACIONAL S.A. (URUGUAY) (FILI	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	SOCIEDAD INTERNACIONAL PETROLERA ENAP EC	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	MANU PERU HOLDING S.A. (FILIAL DE ENAP REFI	0,0100	99,9900	100,0000	100,0000
0-E	INVERSIONES Y PROYECTOS HUMBOLT S.A. (FILI	0,0000	99,9900	99,9900	99,9001

### 03. Cambios Contables

Durante el período terminado al 30 de septiembre de 2006, no se efectuaron cambios contables con respecto al ejercicio anterior que puedan afectar en forma significativa la interpretación de los presentes estados financieros consolidados.

## 04. Deudores de Corto y Largo Plazo

El detalle de los deudores de corto y largo plazo se presentan en cuadros adjuntos.

Los deudores varios corresponden principalmente a anticipos a proveedores y cuentas por cobrar al personal por préstamos habitacionales, médico dental y anticipos de remuneraciones.

<b>04. Deudores de Corto y Largo Plazo</b> Deudores corto y largo plazo
--

RUBRO	CIRCULANTES						LARGO PLAZO		
	Hasta 90 días		Más de 90 hasta 1 año		Subtotal	Total Circulante (neto)		30/09/2006	30/09/2005
	30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005		30/09/2006	30/09/2005		
Deudores por Ventas	675.400	563.325	527	1.448	675.927	675.627	564.288	0	0
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	300	-	-	-	-
Documentos por cobrar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	0	-	-	-	-
Deudores Varios	57.411	44.604	2.278	1.863	59.689	59.689	46.467	23.150	23.972
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total deudores largo plazo</b>								<b>23.150</b>	<b>23.972</b>



**04. Deudores de Corto y Largo Plazo**  
**Detalle deudores por ventas**

	2006		2005	
	MUS\$	%	MUS\$	%
Nacionales:				
Distribuidores	471.254	69,75%	408.586	72,41%
Consumidores directos	32.487	4,81%	22.543	3,99%
Extranjeros:				
Deudores extranjeros (1)	171.886	25,44%	133.159	23,60%
Totales	675.627	100,00%	564.288	100,00%

(1) Los deudores extranjeros corresponden a cuentas por cobrar, provenientes de exportaciones de productos.

## **05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas**

Los saldos y principales transacciones con empresas relacionadas se presentan en cuadros adjuntos con las siguientes referencias:

(1) Los saldos por cobrar y pagar a corto plazo corresponden principalmente a operaciones comerciales, las cuales no generan interés ni reajuste.

(2) Corresponden a contratos de compraventa de divisas (dólares) efectuado entre las sociedades coligadas y ENAP.

(3) Corresponde a deuda por compra de activos fijos a través de un contrato de leasing financiero, celebrado entre Enap Refinerías S.A. con Eteres y Alcoholes S.A., Petrosul S.A., Productora de Diesel y Cía Hidrógeno del Bío Bío S.A. con vencimiento el año 2017, 2019 y 2020 respectivamente.

(4) Los saldos por cobrar a largo plazo corresponden a futuros aportes de capital en las empresas relacionadas, los cuales no tienen plazo de vencimiento.

(5) Durante el año 2005, Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. realizó una reducción de capital, generando la cuenta por cobrar a corto plazo.

**05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas**  
**Documentos y Cuentas por Cobrar**

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.(1)	0	23	0	0
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A. (1)	216	1.215	0	0
96806130-5	ELECTROGAS S.A. (1)	0	66	0	0
96694400-5	GAS DE CHILE S.A. (4)	0	0	238	219
78889940-8	NORGAS S.A. (1)	1.011	1.278	0	0
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A. (4)	5	6	10.172	10.575
0-E	GASODUCTO DEL PACÍFICO ARGENTINA S.A. (5)	0	2.871	0	0
96668110-1	CIA. LATINOAMERICANA PETROLERA S.A. (1)	0	476	0	0
0-E	PRIMAX S.A. (EX-DISTRIBUIDORA PETROX S.A. (1)	15.555	9.616	0	0
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA (1)	55	0	0	0
76418940-K	GNL DE CHILE S.A. (4)	1.803	0	0	0
78335760-7	PETROPOWER ENERGIA LTDA. (1)	0	14	0	0
<b>TOTALES</b>		<b>18.645</b>	<b>15.565</b>	<b>10.410</b>	<b>10.794</b>

**05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas**  
**Documentos y Cuentas por Pagar**

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A. (1)	0	1.005	0	0
96668110-1	CÍA. LATINOAMERICA PETROLERA S.A. (2)	0	0	4.368	4.433
99519810-K	CÍA DE HIDRÓGENO DEL BÍO BÍO S.A.(3)	2.250	0	40.078	0
78335760-7	PETROPOWER ENERGÍA LTDA. (1)	123	258	0	0
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A. (3)	1.459	1.247	25.036	26.495
96969000-4	PETROSUL S.A. (3)	1.578	1.465	28.452	30.030
99548320-3	PRODUCTORA DE DIESEL S.A. (3)	6.835	7.163	112.010	143.018
76418940-K	GNL CHILE S.A. (4)	750	0	0	0
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A. (1)	0	1.535	0	0
<b>TOTALES</b>		<b>12.995</b>	<b>12.673</b>	<b>209.944</b>	<b>203.976</b>

**05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas**  
**Transacciones**

SOCIEDAD	RUT	NATURALEZA DE LA RELACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA TRANSACCIÓN	30/09/2006		30/09/2005	
				MONTO	EFFECTOS EN RESULTADOS (CARGO/ABONO)	MONTO	EFFECTOS EN RESULTADOS (CARGO/ABONO)
SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.	81095400-0	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	0	0	23.994	0
		COLIGADA	SERV. DE TRANSPORTE POR OLEODU	0	0	18.433	0
ELECTROGAS S.A.	96806130-5	COLIGADA	SERV. TRANSPORTE GAS NATURAL	0	0	462	0
ETERES Y ALCOHOLES S.A.	96913550-7	COLIGADA	SERVICIO DE MANTENCION	0	0	532	532
		COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESO	0	0	532	0
INNERGY HOLDING S.A.	96856650-4	COLIGADA	COMPRA DE GAS NATURAL	9.256	0	11.370	0
PETROSUL S.A.	96969000-4	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESO	0	0	677	0
		COLIGADA	SERVICIO DE MANTENCION	0	0	677	677
OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A.	96655490-8	COLIGADA	SERV. TRANSPORTE POR OLEODUCTO	2.152	0	7.753	0
		COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	0	0	1.070	0
NORGAS S.A.	78889940-8	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	11.696	0	11.406	649
COMPAÑÍA DE HIDROGENO DEL BIOBIOE LATINOAMERICANA S.A.	99519810-K	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	1.210	0	0	0
PETROPOWER ENERGIA LTDA.	78335760-7	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	34.167	0	34.050	0
		COLIGADA	OTRAS VENTAS	8.208	0	0	0
PRIMAX S.A	0-E	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	0	0	75.400	-1.384

<b>06. Existencias</b>
------------------------

El detalle de las existencias se presenta en cuadro adjunto.

## 06. Existencias

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Petróleo crudo	302.559	226.853
Petróleo crudo en tránsito	136.560	77.264
Productos terminados	487.181	490.635
Productos terminados en tránsito	8.736	36.460
Materiales en bodega (neto)	51.591	41.794
Totales	<u>986.627</u>	<u>873.006</u>

Al 30 de septiembre de 2006, Enap Refinerías S.A. realizó un ajuste ascendente a MUS\$34.895 con el objeto de dejar valorizada la canasta de productos terminados a sus respectivos precios de realización, en atención a que los precios de producción como de compras los excedían. El ajuste mencionado se presenta aumentando los costos de explotación.

## 07. Impuestos diferidos e impuestos a la renta

### a. Impuesto a la renta

El detalle del impuesto a la renta y los créditos correspondientes se presentan en cuadro adjunto.

### b. Impuestos diferidos

El detalle de los saldos acumulados por impuestos diferidos al 30 de junio de 2006 y 2005 se presenta en cuadro adjunto:

(1) El saldo de las cuentas complementarias relacionadas con provisión de obsolescencia de materiales y de retiro de plataformas, es amortizado en función del reverso real de la respectiva diferencia temporal que le dio origen.

### c. Gastos por impuesto a la renta

El detalle del cargo por impuesto a la renta se presenta en cuadro adjunto.



**07. Impuestos diferidos e impuestos a la renta**  
**Impuestos Diferidos**

CONCEPTOS	30/09/2006				30/09/2005			
	IMPUESTO DIFERIDO ACTIVO		IMPUESTO DIFERIDO PASIVO		IMPUESTO DIFERIDO ACTIVO		IMPUESTO DIFERIDO PASIVO	
	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
<b>DIFERENCIAS TEMPORARIAS</b>								
Provisión cuentas incobrables	171	0	0	0	202	0	0	0
Ingresos Anticipados	146	0	0	0	0	0	0	0
Provisión de vacaciones	6.990	0	0	0	5.556	0	0	0
Amortización intangibles	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos en leasing	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos de fabricación	0	0	1.207	0	0	0	1.698	0
Depreciación Activo Fijo	0	0	0	0	0	0	0	0
Indemnización años de servicio	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros eventos	678	1.288	88	0	590	0	59	563
Utilidades no realizadas venta de crudo	329	0	0	0	7.251	0	0	0
Provisión obsolescencia materiales (1)	0	6.448	0	0	0	8.301	0	0
Provisión retiro plataformas y norma (1)	0	29.959	0	0	0	18.671	0	0
Pérdida tributaria	1.520	2.765	0	0	7.429	8.184	0	10.609
Contratos leasing	0	2.406	0	74	0	875	0	139
Gastos diferidos bonos	0	0	0	5.784	0	0	0	6.686
Menor valor bonos	0	0	0	2.948	0	0	0	3.377
Gastos financieros diferidos	0	0	0	2.084	0	0	0	2.563
Provisión desvinculación	0	0	0	0	5.138	0	0	0
Provisión Valuación Inversiones	0	5.798	0	0	0	5.658	0	0
Provisión cuota Exploraciones	6.862	1.085	0	0	0	0	0	0
Activos Fijos	0	5.898	275	0	0	6.473	0	0
Gastos pagados por anticipado	0	0	574	0	0	0	6.032	0
Provisión medio ambiente	1.020	0	0	0	0	0	0	0
<b>OTROS</b>								
Cuentas complementarias-neto de amortiza	0	15.368	0	2	0	15.921	0	29
Provisión de valuación	0	12.300			0	12.264		
<b>Totales</b>	<b>17.716</b>	<b>27.979</b>	<b>2.144</b>	<b>10.888</b>	<b>26.166</b>	<b>19.977</b>	<b>7.789</b>	<b>23.908</b>

**07. Impuestos diferidos e impuesto a la renta**  
**Impuesto a la renta**

El detalle del pasivo originado por concepto de impuesto a la renta es el siguiente:

	Provisión impuesto renta			
	circulante		a largo plazo	
	2006	2005	2006	2005
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>Provisiones de impuestos a la renta al 30 de septiembre:</b>				
- 17% de primera categoría	14.561	40.690	-	-
- Impuesto único	3.535	320	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades de Enap	34.150	11.593	-	-
- 40% DL-2.398 sobre dividendos coligadas (1)	1.373	1.500	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades filiales (1)	-	-	413	69.385
- Impuestos provenientes del exterior	35.698	33.178	-	-
Total cargos por impuestos del año	89.317	87.281	413	69.385
Traspaso al corto plazo 40% DL-2398 sobre utilidades filiales	80.968	14.852	(80.968)	(14.852)
Saldos de provisiones de impuestos del período anterior	-	-	195.413	132.478
Totales	170.285	102.133	114.858	187.011
Menos:				
- Pagos provisionales del período	(61.171)	(75.203)	-	-
- Anticipo de impuestos del exterior	(17.601)	(18.483)	-	-
- Crédito de capacitación	(237)	(215)	-	-
Saldos netos por pagar (2)	91.276	8.232	114.858	187.011

Los impuestos devengados por operaciones en el exterior comprenden impuestos a la renta en Argentina, Ecuador, Uruguay, Colombia y Perú, e impuestos a los ingresos brutos, de acuerdo a la normativa de cada país.

Enap Sipetrol S.A. no ha constituido provisión por impuesto a la renta en Chile, por existir pérdida tributaria que asciende a MUS\$2.577 al 30 de septiembre de 2006 (MUS\$44.311 al 30 de septiembre de 2005).

(1) El D.L. N° 2.398 establece un impuesto con tasa de 40% respecto de los dividendos que la empresa reciba de las filiales sociedades anónimas y coligadas directas. ENAP provisiona este impuesto sobre la base de las utilidades devengadas que se estima serán distribuidas.

La porción a largo plazo por pagar se encuentra en el rubro Provisiones largo plazo (Nota 17).

(2) Al 30 de septiembre de 2006 ERSA presenta impuestos por recuperar por MUS\$35.872 y al 30 de septiembre de 2005 ENAP presenta impuestos por recuperar por MUS\$14.282, los cuales se presentan netos incluidos dentro del rubro Provisión Impuesto Renta del Pasivo Circulante.

El detalle del Impuesto por Recuperar del Activo Circulante al 30 de septiembre de 2006 y 2005 es el siguiente :

	2006	2005
	MUS\$	MUS\$
Crédito Fondo Estabilización del Petróleo	68.312	428
Derechos de Aduana por recuperar	9.134	5.664
IVA por recuperar	91.751	37.202
Impuesto específico gasolinas y diesel	4.883	5.981
Otros impuestos por recuperar	1.098	1.112
Saldo Impuestos por Recuperar	<u>175.178</u>	<u>50.387</u>

**07. Impuestos diferidos e impuestos a la renta**  
**Impuestos a la renta**

ITEM	30/09/2006	30/09/2005
Gasto tributario corriente (provisión impuesto)	-54.032	-123.488
Ajuste gasto tributario (ejercicio anterior)	0	0
Efecto por activos o pasivos por impuesto diferido del ejercicio	-3.329	-2.168
Beneficio tributario por pérdidas tributarias	0	0
Efecto por amortización de cuentas complementarias de activos y pasivos diferidos	552	-449
Efecto en activos o pasivos por impuesto diferido por cambios en la provisión de evaluación	934	-1
Otros cargos o abonos en la cuenta	-35.698	-33.178
<b>TOTALES</b>	<b>-91.573</b>	<b>-159.284</b>

**07. Impuestos diferidos e impuesto a la renta**  
**Gasto por impuesto a la renta**

El efecto en la utilidad por impuesto a la renta e impuesto diferido, considerando la tasa del impuesto de primera categoría establecido en la Ley de la Renta y la tasa del impuesto a la renta incorporado en el artículo N°2 del D.L. N°2.398 es el siguiente:

	<b>2006</b> MUS\$	<b>2005</b> MUS\$
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos	186.408	307.381
Impuesto diferido 17%	(605)	(296)
Impuesto a la Renta 17%	(14.561)	(40.690)
Impuesto Único	(3.535)	(320)
Impuestos provenientes del exterior	(35.698)	(33.178)
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos según artículo N°2 del D.L. N°2.398	132.009	232.897
Impuesto diferido (tasa 40%)	(1.238)	(2.322)
Impuesto a la Renta (tasa 40%)	(35.936)	(82.478)
Utilidad antes de amortización mayor valor de inversiones e interés minoritario	<u>94.835</u>	<u>148.097</u>

## 08. Activos Fijos

El detalle del activo fijo y sus respectivas depreciaciones acumuladas se presenta en planillas adjuntas.

Construcciones y obras de infraestructura:

Las inversiones en campos petrolíferos efectuadas por la filial Enap Sipetrol S.A. se presentan netas de las siguientes provisiones:

	2006	2005
	MUS\$	MUS\$
Impairment CAM 2A Sur - Argentina	15.156	15.156
Impairment Caguán Río Ceibas - Colombia	0	8.779
Impairment Dindal y Río Seco - Colombia	0	31.977
	-----	-----
Total	15.156	55.912

Otros activos fijos:

(1) En este rubro están las oficinas corporativas adquiridas mediante un contrato de leasing con opción de compra con el Banco Santander Chile. Al 31 de septiembre de 2006 el valor neto asciende a MUS\$ 16.075 (MUS\$ 15.664 en 2005). Este contrato tiene vencimientos mensuales y finaliza en agosto de 2018.

Con fecha 19 de julio de 1994, Enap Sipetrol S.A. suscribió un contrato de arrendamiento con la Compañía de Seguros de Vida Santander S.A., hoy Metlife Chile Seguros de Vida S.A., sobre las oficinas N°401, N°402 y N°501, 5 bodegas y 27 estacionamientos del edificio ubicado en calle Avenida Tajamar N°183, comuna de Las Condes en Santiago. La duración del contrato es de 240 meses con fecha de término el 11 de julio de 2014.

Enap Refinerías S.A., en el transcurso del año 2005 ha incorporado bajo el sistema de leasing financiero las plantas de Hidrocracking suave de Gas Oil (MHC - Mild Hydrocracking) y de Hidrógeno por un valor total de MUS\$175.643. Estas plantas más la planta de DIPE y las dos plantas de azufre que fueron incorporadas en años anteriores bajo leasing financiero, generan obligaciones, las que se reflejan netas de intereses no devengados, bajo el rubro Documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas del pasivo circulante y del pasivo a largo plazo. Los contratos suscritos tienen vigencia hasta el año 2017 con Eteres y Alcoholes S.A., hasta el año 2019 con Petrosul S.A., y hasta el año 2020 con Productora de Diesel S.A. y Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A.

(2) Los materiales en bodega para activo fijo se muestran netos de provisión de obsolescencia ascendente a MUS\$11.180 en 2006 (MUS\$ 14.431 en 2005).

## 8. Activos Fijos

El detalle del activo fijo y sus respectivas depreciaciones acumuladas es el siguiente:

	2006			2005		
	Saldo bruto	Depreciación acumulada	Saldo neto	Saldo bruto	Depreciación acumulada	Saldo neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Terrenos	16.902	-	16.902	16.912	-	16.912
Construcciones y obras de infraestructura	3.965.543	(2.699.480)	1.266.063	3.840.161	(2.636.784)	1.203.377
Maquinarias y equipos	58.342	(38.255)	20.087	55.516	(34.710)	20.806
Otros activos fijos	361.356	(52.799)	308.557	358.257	(29.930)	328.327
<b>Totales</b>	<b>4.402.143</b>	<b>(2.790.534)</b>	<b>1.611.609</b>	<b>4.270.846</b>	<b>(2.701.424)</b>	<b>1.569.422</b>

## 8. Activos Fijos

El detalle de construcciones y obras de infraestructura es el siguiente:

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Campos petrolíferos	1.557.508	1.647.113
Plataformas petroleras	668.556	662.375
Proyectos inversión - exploración	81.554	45.036
Refinerías y plantas de gasolina	902.129	845.037
Oleoductos y gasoductos	279.592	275.616
Plantas de almacenamiento e instalaciones marítimas	46.051	44.530
Instalaciones de producción	11.274	10.510
Sistemas de reinyección	108.370	91.131
Edificios, poblaciones y campamentos	59.459	58.637
Obras en construcción	251.050	160.176
Total	3.965.543	3.840.161
Menos: Depreciación acumulada	(2.699.480)	(2.636.784)
Valor neto	1.266.063	1.203.377

## 8. Activos Fijos

El detalle de los otros activos fijos es el siguiente:

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Muebles, útiles y enseres	7.403	4.000
Activos en leasing (1)	268.602	290.532
Materiales en bodega (2)	75.681	59.642
Softwares	3.023	2.972
Otros activos	6.647	1.111
Total	<u>361.356</u>	<u>358.257</u>
Menos: Depreciación acumulada	<u>(52.799)</u>	<u>(29.930)</u>
Valor neto	<u><u>308.557</u></u>	<u><u>328.327</u></u>



## 8. Activos Fijos

El cargo a resultados por concepto de depreciación del activo fijo incluido en los costos de explotación y gastos de administración es el siguiente:

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Costos de explotación	164.836	136.092
Gasto de administración	<u>759</u>	<u>2.299</u>
Totales	<u>165.595</u>	<u>138.391</u>

Durante el año 2006, se reasignaron activos fijos asociados a gastos de administración a centros de costos operativos.

## 09. Transacciones de venta con retroarrendamiento

El 28 de octubre de 2005, se suscribió un contrato de venta con pacto de retroarrendamiento financiero, por las oficinas del edificio corporativo por UF 498.165,17. Este contrato está pactado en UF, tiene un plazo de vencimiento de 154 meses y una tasa de interés de 3,6871% lineal anual.

Esta operación generó una utilidad en ventas de activo fijo ascendentes a MUS\$122, la cual se reconoció en el ejercicio 2005.

La obligación por este contrato se incluye en el pasivo circulante en obligaciones a largo plazo con vencimiento dentro de un año por MUS\$1.096 y en el pasivo a largo plazo en acreedores varios largo plazo por MUS\$15.003.

## 10. Inversiones en empresas relacionadas

El detalle de las inversiones en empresas relacionadas se presenta en cuadro adjunto, con las siguientes referencias:

(1) Conforme a la metodología establecida en el Boletín Técnico N°72 del Colegio de Contadores de Chile A.G. y Circular N°1.697 y N°1.699 de la Superintendencia de Valores y Seguros, la empresa debe demostrar la determinación patrimonial a valor justo de las sociedades Primax S.A.(empresa peruana) y Productora de Diesel S.A., esto no ha sido necesario dado que los activos y pasivos de dichas sociedades no presentan diferencias significativas entre sus valores libros y sus respectivos valores justos.

(2) En Sesión de Directorio de Enap Refinerías S.A., celebrada el 31 de mayo de 2005, tomó conocimiento de la materialización por la venta del 51% de las acciones de Energía Concón S.A., a las compañías Foster Wheeler Iberia, MAN Ferrostaal y Técnicas Reunidas Metalúrgicas, quedando la participación accionaria de Enap Refinerías en un 31,5% y la de ENAP en un 17,5%.

(3) En sesión de Directorio de ENAP, celebrada el 28 de julio de 2005 se aprobó concurrir a la reestructuración de SONACOL S.A., que separa el negocio marítimo respecto del negocio de oleoducto, mediante la división de la Sociedad. Una de ellas se encargará del negocio de oleoducto (Sonacol Oleoducto) y la Sociedad naciente bajo la razón social de SONAMAR S.A., se encargará del negocio marítimo. Producto de la división, los accionistas de la nueva sociedad mantienen la misma participación que tenían en la sociedad dividida. En el caso de ENAP, su participación en SONAMAR S.A., producto de la división, es de 10,1%.

Posteriormente, ENAP permutó 38.721 acciones de SONACOL S.A. por 2.865.340 acciones de SONAMAR S.A., disminuyendo su participación en SONACOL S.A. a 10,061% y aumentando su participación en SONAMAR S.A. a 12,965%. Esta operación generó utilidades netas por MUS\$ 363.

(4) Durante el mes de octubre del año 2005, ENAP adquirió 239.806 acciones de Empresa Nacional de Geotermia S.A., lo que representa un 49% de la propiedad de dicha empresa.

(5) Compra de 100.000 acciones de la Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A., efectuada el 29 de diciembre de 2005 por MUS\$1.000.

(6) Durante el mes de marzo de 2006, ENAP vendió 247.937.767 acciones de Geotérmica del Norte S.A., producto de esta operación su participación a marzo de 2006 disminuyó a 44% y generó una pérdida neta de MUS\$ 4.

(7) Con fecha 16 de noviembre de 2005 se constituyó la sociedad Gestora del Proyecto GNL S.A., aportando ENAP el 23,27% (\$2.327.076). Con fecha 10/03/06 se protocolizó el cambio de nombre de la sociedad por el de "GNL Chile S.A.". El 15 de junio de 2006 ENAP compró las 639.529 acciones de Colbún S.A. y 366.726 acciones de AES Gener S.A., aumentando su participación a un 33,3333%.

(8) Durante el mes de mayo de 2006 la empresa reclasificó desde Inversiones en empresas relacionadas a Inversiones en otras sociedades, de acuerdo a lo señalado en el Boletín Técnico N°72 del Colegio de Contadores, las siguientes inversiones: Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A., Gasoducto del Pacífico (Argentina)S.A., Gasoducto Cayman Ltd., Sociedad Nacional de Oleoducto S.A., Sociedad Nacional Marítima S.A., Inversiones Electrogas S.A., Electrogas S.A. y Terminales Marítimas Patagónicas S.A., debido a que no tiene influencia significativa.

(9) El 03 de abril de 2006 se dividió la sociedad Enap Sipetrol S.A., producto de lo cual se creó la sociedad "Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A." (SEEP S.A.), manteniéndose, al igual que en ENAP Sipetrol S.A., los mismos accionistas y sus correspondientes participaciones, Enap con un 99,5% y ENAP Refinerías S.A. con un 0,5%.

Con fecha 06 de julio de 2006 SEEP S.A. se vendió a la empresa canadiense Pacific Stratus Energy en MMUS\$61,7, generando una utilidad neta de MMUS\$15,5.

### INFORMACION SOBRE INVERSIONES EN EL EXTERIOR:

Para las inversiones en el exterior que mantiene la Empresa y sus filiales al 30 de septiembre de 2006 y 2005, no existen dividendos acordados por las utilidades potencialmente remesables al 30 de septiembre de 2006 y 2005.

## 10. Inversiones en empresas relacionadas

Durante los períodos 2006 y 2005 la Empresa y sus filiales no han contraído pasivos como cobertura de estas inversiones en el exterior.

Rut : 92604000 - 6  
 Período : 01-01-2006 al 30-09-2006  
 Tipo de moneda : Miles de Dólares  
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1  
 FECHA  
 IMPRESIÓN: 30-10-2006

## 10. Inversiones en empresas relacionadas

### Detalle de las inversiones

RUT	SOCIEDADES	PAIS DE ORIGEN	MONEDA DE CONTROL DE LA INVERSIÓN	NÚMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN		PATRIMONIO SOCIEDADES		RESULTADO DEL EJERCICIO		PATRIMONIO SOCIEDADES A VALOR JUSTO		RESULTADO DEL EJERCICIO A VALOR JUSTO		RESULTADO DEVENGADO		VP/VPP		RESULTADOS NO REALIZADOS		VALOR CONTABLE DE LA INVERSIÓN	
					30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005
0-E	PRIMAX S.A. (EX DISTRIBUIDORA PETROX S.A) (1)	PERU	US\$	86.466.630	49,00000	49,00000	67.570	60.584	3.620	4.288	67.570	60.584	3.620	4.288	1.774	2.100	33.110	29.685	0	0	33.110	29.685
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO (CHILE) S.A. (8)	CHILE	US\$	0	0,00000	18,20000	0	149.968	0	10.271	0	0	0	616	1.869	0	27.294	-	-	0	27.294	
0-E	GASODUCTO DEL PACIFICO (ARGENTINA) S.A. (8)	ARGENTINA	US\$	0	0,00000	18,20000	0	79.045	0	4.942	0	0	0	426	899	0	14.384	-	-	0	14.384	
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A. (3) (8)	CHILE	PESO	0	0,00000	10,10000	0	127.351	0	17.896	0	0	0	407	1.807	0	12.864	-	-	0	12.864	
78335760-7	PETROPOWER ENERGIA LTDA.	CHILE	US\$	0	15,00000	15,00000	69.908	63.366	9.745	5.260	0	0	0	1.461	788	10.486	9.504	-	-	10.486	9.504	
99548320-3	PRODUCTORA DIESEL S.A.	CHILE	US\$	9.989.940	45,00000	45,00000	9.425	24.311	1.372	2.552	0	24.311	0	2.552	617	1.148	4.241	10.940	-	-	4.241	10.940
0-E	TERMINALES MARITIMAS PATAGÓNICAS S.A. (8)	ARGENTINA	US\$	0	0,00000	13,79000	0	50.668	0	1.373	0	0	0	468	189	0	6.987	-	-	0	6.987	
0-E	OLEODUCTO TRASANDINO (ARGENTINA) S.A.	ARGENTINA	US\$	8.211.770	18,09000	18,09000	26.040	34.704	-871	-427	0	0	0	-158	-77	4.711	6.279	-	-	4.711	6.279	
96969000-4	PETROSUL S.A.	CHILE	US\$	4.739	47,39000	47,39000	13.009	12.340	606	-154	0	0	0	288	-72	6.165	5.847	-	-	6.165	5.847	
96889570-2	INVERSIONES ELECTROGAS S.A. (8)	CHILE	PESO	0	0,00000	15,00000	0	31.703	0	6.565	0	0	0	136	984	0	4.756	-	-	0	4.756	
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A.	CHILE	US\$	4.174	41,74000	41,74000	9.854	8.047	1.371	1.373	0	0	0	572	573	4.111	3.359	-	-	4.111	3.359	
96668110-1	COMPAÑIA LATINOAMERICANA PETROLERA S.A.	CHILE	PESO	44.224	40,00000	40,00000	11.311	11.496	-44	-402	0	0	0	-18	-160	4.537	4.598	-	-	4.537	4.598	
78889940-8	NORGAS S.A.	CHILE	PESO	420.000	42,00000	42,00000	5.675	5.093	1.266	778	0	0	0	532	327	2.383	2.139	-	-	2.383	2.139	
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO (CHILE) S.A.	CHILE	PESO	3.134.113	18,04000	18,04000	9.039	11.136	-182	546	0	0	0	-33	99	1.631	2.010	-	-	1.631	2.010	
96971330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A. (6)	CHILE	PESO	1.994.712.495	44,00000	49,00000	2.913	2.704	-211	-10	0	0	0	-93	-5	1.282	1.349	-	-	1.282	1.349	
0-E	A&C PIPELINE HOLDING	CAYMAN	US\$	164.250	18,25000	18,25000	431	699	0	-1	0	0	0	0	0	79	127	-	-	79	127	
96694400-5	GAS DE CHILE S.A.	CHILE	PESO	2.973.170	50,00000	50,00000	66	73	-6	-6	0	0	0	-3	-3	33	36	-	-	33	36	
0-E	GASODUCTO CAYMAN LTD. (8)	CAYMAN	US\$	0	0,00000	18,20000	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0	7	-	-	0	7	
96806130-5	ELECTROGAS S.A. (8)	CHILE	PESO	0	0,00000	0,00760	0	29.066	0	6.717	0	0	0	0	1	0	2	-	-	0	2	
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A.	CHILE	PESO	12.302.745	25,00000	25,00000	-6.829	-8.181	-5.459	-10.597	0	0	0	-1.365	-2.649	1	1	-	-	1	1	
76384550-8	SOCIEDAD NACIONAL MARITIMA S.A. (3) (8)	CHILE	PESO	0	0,00000	10,10000	0	12.277	0	3.238	0	12.277	0	3.238	-149	327	0	1.240	-	-	0	1.240
99519820-7	ENERGIA CONCON S.A. (ENERCON) (2)	CHILE	US\$	183.217	49,00000	49,00000	14.654	6.955	-162	3.753	0	0	0	-79	1.182	7.180	2.704	-	-	7.180	2.704	
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA S.A. (4)	CHILE	PESO	557.610	49,00000	0,00000	724	0	-1.030	0	0	0	0	-505	0	355	0	-	-	355	0	
99519810-K	CIA DE HIDROGENO DEL BÍO BÍO S.A.(5)	CHILE	US\$	100.000	10,00000	0,00000	7.094	0	498	0	0	0	0	50	0	710	0	-	-	710	0	
76418940-K	GNL CHILE S.A. (7)	CHILE	PESO	3.333.333	33,33333	0,00000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	-	-	-	-	6	0
76532150-6	SOCIEDAD DE EXPLORACION DE EXPLOTACION PETROLERA SA TOTAL	COLOMBIA	US\$	0	0,00000	0,00000	0	0	4.045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0
																	81.021	146.112	0	0	81.021	146.112

## 11. Inversiones en otras sociedades

Durante el mes de mayo de 2006 ENAP reclasificó desde Inversiones en empresas relacionadas a Inversiones en otras sociedades, de acuerdo a lo señalado en el Boletín Técnico N°72 del Colegio de Contadores, las siguientes inversiones: Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A., Gasoducto del Pacífico (Argentina)S.A., Gasoducto Cayman Ltd., Sociedad Nacional de Oleoducto S.A., Sociedad Nacional Marítima S.A., Inversiones Electrogas S.A. y Electrogas S.A..

**11. Inversiones en otras sociedades**  
**Inversiones en otras sociedades**

RUT	SOCIEDAD	NÚMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN	VALOR CONTABLE	
				30/09/2006	30/09/2005
96806130-5	ELECTROGAS S.A.	30	0,0076	2	0
0-E	GASODUCTO CAYMAN LTD.	9.100	18,2000	5	0
0-E	GASODUCTO DEL PACIFICO (ARGENTINA) S.A.	15.900.586	18,2000	14.051	0
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO (CHILE) S.A.	38.592.313	18,2000	21.491	0
96889570-2	INVERSIONES ELECTROGAS S.A.	150	15,0000	5.130	0
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.	10.061.279	10,0610	12.705	0
76384550-8	SOCIEDAD NACIONAL MARITIMA S.A.	12.965.340	12,9650	1.668	0
70036600-6	ASOCIACION GREMIAL DE INDUSTRIALES QUIMICOS A.G.	69	-	7	8
0-E	TERMINALES MARITIMAS PATAGONICAS S.A.	198.025	13,7900	6.948	0

## 12. Menor y Mayor valor de inversiones

El detalle del menor valor de inversiones se presenta en cuadro adjunto:

El menor valor de inversiones en la sociedad Terminales Marítimas Patagónicas S.A., empresa relacionada de la filial Enap Sipetrol S.A., corresponde a la diferencia entre el valor de adquisición de acciones y el valor patrimonial proporcional a la fecha de compra. El plazo de amortización es de 5 años, al 30 de septiembre de 2006 esta inversión se reclasificó a Inversiones en otras sociedades, de acuerdo a lo señalado en el Boletín Técnico N 72 del Colegio de Contadores, debido a que Enap Sipetrol S.A. no tiene influencia significativa en la sociedad.

El menor valor de inversiones en la sociedad Primax S.A. (ex-Distribuidora Petrox S.A.), empresa relacionada de la filial Enap Refinerías S.A., corresponde a la diferencia entre el valor de adquisición de acciones y el valor justo a la fecha de la compra. El plazo de amortización es de 5 años.



**12. Menor y Mayor valor de inversiones**  
**Menor Valor**

RUT	SOCIEDAD	30/09/2006		30/09/2005	
		MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR	MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR
0-E	TERMINALES MARÍTIMAS PATAGÓNICAS S.A.	203	0	203	271
0-E	PRIMAX S.A. (EX-DISTRIBUIDORA PETROX S.A.)	866	3.751	713	4.039
	TOTAL	1.069	3.751	916	4.310

### 13. Otros (Activos)

El detalle de los otros activos de largo plazo se presenta en cuadro adjunto.

### 13. Otros (Activos)

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Gastos asociados a la obtención de préstamos	2.210	3.534
Gastos en emisión de bonos y descuento en colocación (Nota 23)	12.916	15.261
Impuestos por amortizar (Colombia)(1)	-	2.475
Materiales de operación de baja rotación (2)	2.194	2.194
Pérdida contratos operaciones Swap WTI (Nota 25)	3.333	23.515
Derechos swap tasa interés (Nota 25)	823	4.993
Derechos cross currency swap leasing (Nota 25)	1.579	1.402
Derechos cross currency swap bonos (Nota 25)	38.863	36.613
Otros	503	41
Totales	<u>62.421</u>	<u>90.028</u>

(1) De acuerdo con las normas que regulan los Sistemas Especiales de Importación - Exportación en Colombia, se creó el Plan Vallejo, normativa que fomenta la exención de gravamen arancelario y diferimiento de las causaciones del pago del IVA por las importaciones. Además, autoriza una subrogación de este beneficio, mediante el cual un usuario cede a un tercero los derechos y obligaciones derivados de este programa.

Durante el mes de Julio 2006, fue vendida la Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A. que operaba en Colombia.

(2) Los materiales de operación con baja rotación se presentan netos de provisión de obsolescencia por un monto ascendente a MUS\$10.460 (MUS\$ 10.460 en 2005).

## 14. Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo

El detalle de obligaciones con bancos e instituciones financieras a largo plazo con vencimiento en el corto plazo se incluye en cuadro adjunto, con las siguientes referencias:

(1) J.P. Morgan Chase Bank:

En agosto de 2003, la Empresa obtuvo un crédito por un monto de US\$150.000.000, otorgado por un grupo de bancos, actuando como agente el Banco Citibank N.A. Dicho crédito tiene vencimiento de cinco años, con pagos del principal a contar del 4 de septiembre de 2006, con amortizaciones e intereses semestrales. Este crédito sindicado que fue liderado por Citibank en año 2003, tuvo en septiembre de 2004 los siguientes cambios:

- El agente administrativo cambió de Citibank a J.P. Morgan Chase.
- El margen sobre Libor bajó de 0,5% a 0,2%.

En septiembre 2004, la Empresa contrató un nuevo crédito por US\$ 100.000.000, actuando como agente el J.P. Morgan Chase Bank, el cual tiene un único pago en septiembre 2009. El crédito devenga intereses a tasa Libor + 0,2% los primeros 4 años y de 0,225% el quinto año.

El 15 de junio de 2006, se realizó el cierre de una operación de refinanciamiento por un monto de 220 millones de dólares de los Estados Unidos de América de un crédito Sindicado existente y que se hará efectivo a partir del 5 de septiembre de 2006 ("Effective Date"), por parte de ENAP.

Mediante esta operación, ENAP ha suscrito con quince bancos internacionales un contrato bajo la ley de Nueva York denominado "Second Amended and Restated Term Loan Agreement", que modifica un contrato de crédito de fecha 31 de agosto de 2004, que con dicha fecha modificaba un contrato de crédito anterior, de fecha 29 de Agosto de 2003. La actual modificación se refiere a: (i) la consolidación en un solo crédito de los vencimientos del año 2007 al 2009 del principal, de los dos tramos existentes en el crédito vigente (Tramo 1 y Tramo 2), y (ii) la modificación del plazo de vencimiento de las cuotas de principal para llevarlo a un solo pago ("bullet") a 7 años plazo, es decir con vencimiento en septiembre de 2013.

La tasa de interés aplicable a esta nueva operación es de LIBOR+0,20% para los cuatro primeros años, LIBOR+0,225 para el quinto y sexto año y LIBOR+0,25% para el séptimo año.

El cambio en el plazo de crédito, que originalmente tenía amortizaciones en los años 2006 a 2009, significará liberar fondos para el financiamiento de las inversiones de ENAP para los próximos años. El spread sobre la tasa de interés permanece prácticamente inalterado respecto al crédito original (LIBOR+0,20% entre 2006 y 2008 y LIBOR+0,225% en 2009). Dado que se trata de un refinanciamiento de pasivos, esta transacción no tiene impacto en el nivel de pasivos de ENAP.

(2) J.P. Morgan Chase Bank Agenciado:

Con fecha 18 de diciembre de 2003, Sipetrol Argentina S.A. obtuvo un préstamo sindicado por US\$125.000.000, a 5 años plazo, con pago de capital e intereses mensuales. Se garantizó con las exportaciones de petróleo y gas de la Cuenca Austral y con una garantía contingente de ENAP. Este préstamo fue sindicado por el JP Morgan Chase Bank, en él participaron 10 bancos extranjeros. La tasa de interés pactada es Libor más un spread anual de 0,75%.

Rut : 92604000 - 6  
 Período : 01-01-2006 al 30-09-2006  
 Tipo de moneda : Miles de Dólares  
 Tipo de Balance : Consolidado

**14. Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo**  
**Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo.**

RUT	BANCO O INSTITUCIÓN FINANCIERA	TIPOS DE MONEDAS E ÍNDICE DE REAJUSTE										\$ NO REAJUSTABLES		TOTALES	
		DOLARES		EUROS		YENES		OTRAS MONEDAS EXTRANJERAS		UF					
		30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005	30/09/2006	30/09/2005
Corto Plazo (código 5.21.10.10)															
Largo Plazo - Corto Plazo (código 5.21.10.20)															
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK (1)	859	30.473	0										859	30.473
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK (1)	0	315			0				0				0	315
0-E	J.P. MORGAN AGENCIADO (2)	22.599	23.605											22.599	23.605
	Otros	0	0											0	0
	<b>TOTALES</b>	23.458	54.393			0				0				23.458	54.393
	Monto capital adeudado	22.500	53.500			0				0				22.500	53.500
	Tasa int prom anual	5,42%	3,67%												

Porcentaje obligaciones moneda extranjera (%)	100,0000
Porcentaje obligaciones moneda nacional (%)	

## **15. Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo**

El detalle y vencimientos de las obligaciones con bancos e instituciones financieras a largo plazo se incluye en cuadro adjunto.

Ver explicación en Nota 14 de (1) y (2) señalados en cuadro adjunto.

**15. Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo**  
**Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo**

RUT	BANCO O INSTITUCIÓN FINANCIERA	AÑOS DE VENCIMIENTO						FECHA CIERRE PERÍODO ACTUAL		FECHA CIERRE PERÍODO ANTERIOR	
		MONEDA ÍNDICE DE REAJUSTE	MÁS DE 1 HASTA 2	MÁS DE 2 HASTA 3	MÁS DE 3 HASTA 5	MÁS DE 5 HASTA 10	MÁS DE 10 AÑOS		TOTAL LARGO PLAZO AL CIERRE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS	TASA DE INTERÉS ANUAL PROMEDIO	TOTAL LARGO PLAZO AL CIERRE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
							MONTO	PLAZO			
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK (1)	Dólares	0	0	0	220.000	0	0	220.000	5,62%	220.000
		Euros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Yenes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		UF	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		\$ no reajustables	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Otras monedas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK AGENCIADO (2)	Dólares	21.375	5.250	0	0	0	0	26.625	5,42%	49.125
		Euros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Yenes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		UF	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		\$ no reajustables	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Otras monedas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTALES</b>			<b>21.375</b>	<b>5.250</b>	<b>0</b>	<b>220.000</b>	<b>0</b>		<b>246.625</b>		<b>269.125</b>

Porcentaje obligaciones moneda extranjera (%)	100,0000
Porcentaje obligaciones moneda nacional (%)	0,0000

## **16. Obligaciones con el público corto y largo plazo (pagarés y bonos)**

El detalle y vencimientos de las obligaciones con el público se presenta en cuadro adjunto con las siguientes referencias:

a) Bonos ENAP I-2002 Serie A Subseries A-1 y A-2:

Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa inscribió en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el N°303, la emisión de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local, la cual se efectuó con fecha 22 de octubre de 2002. Esta colocación se efectuó en dos subseries A-1 y A-2, cuyas características son las siguientes:

La colocación de bonos en el mercado local fue por UF 3.250.000. El plazo de vencimiento es de 10 años, los pagos de intereses son semestrales, la tasa de interés es de un 4,25% anual y la amortización del capital es al final del plazo.

b) Bonos Internacionales

Con fecha 5 de noviembre de 2002, la Empresa efectuó la emisión y colocación de bonos del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 6,75% anual, por un monto de US\$290 millones.

Con fecha 16 de marzo de 2004, la Empresa efectuó la emisión y colocación de bonos del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,875% anual, por un monto de US\$150 millones.

El plazo de vencimiento de ambas colocaciones es de 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital corresponde a una sola cuota al término del período.

c) Descuento y costos en colocación de bonos

Los descuentos en las colocaciones de bonos, han sido diferidos en los mismos períodos de las correspondientes emisiones. El saldo se presenta en Otros activos circulantes corto y largo plazo, incluidos los gastos de la emisión.



**16. Obligaciones con el público corto y largo plazo (pagarés y bonos)**  
**Bonos**

N° DE INSCRIPCIÓN O IDENTIFICACIÓN DEL INSTRUMENTO	SERIE	MONTO NOMINAL COLOCADO VIGENTE	UNIDAD DE REAJUSTE DEL BONO	TASA DE INTERÉS	PLAZO FINAL	PERIODICIDAD		VALOR PAR		COLOCACIÓN EN CHILE O EN EL EXTRANJERO
						PAGO DE INTERESES	PAGO DE AMORTIZACIÓN	30/09/2006	30/09/2005	
<b>Bonos largo plazo - porción corto plazo</b>										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	0	0	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	0	0	NACIONAL
TIPO 144-A	ÚNICA	290.000.000	US\$	6,75%	15-11-2012	SEMESTRA	AL VENCI	7.341	7.341	EXTRANJERA
TIPO 144-A	ÚNICA	150.000.000	US\$	4,875%	15-03-2014	SEMESTRA	AL VENCI	304	304	EXTRANJERA
<b>Total porción corto plazo</b>								<b>7.645</b>	<b>7.645</b>	
<b>Bonos largo plazo</b>										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	34.264	33.480	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	77.096	75.330	NACIONAL
TIPO 144-A	ÚNICA	290.000.000	US\$	6,75%	15-11-2012	SEMESTRA	AL VENCI	290.000	290.000	EXTRANJERA
TIPO 144-A	ÚNICA	150.000.000	US\$	4,875%	15-03-2014	SEMESTRA	AL VENCI	150.000	150.000	EXTRANJERA
<b>Total largo plazo</b>								<b>551.360</b>	<b>548.810</b>	

<b>17. Provisiones y Castigos</b>
-----------------------------------

El detalle de las provisiones se presenta en planilla adjunta:

## 17. Provisiones y Castigos

**Provisiones** - El detalle de las provisiones es el siguiente:

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
<b>Corto plazo:</b>		
Fondo para plan de desvinculación	493	10.396
Vacaciones	23.781	18.880
Compensaciones y beneficios del personal	15.680	16.085
Indemnización años de servicio	2.866	1.612
Provisión carena barcaza y remolcadores	1.023	116
Provisión proyectos mantención de plantas	-	1.304
Provisión inversión Innergy Holding patrimonio negativo	1.708	2.045
Provisión remediación medio ambiental	6.000	-
Otros	2.262	3.571
	<u>53.813</u>	<u>54.009</u>
<b>Totales</b>	<u>53.813</u>	<u>54.009</u>
<b>Largo plazo:</b>		
Indemnización años de servicio	133.246	132.337
Impuesto a la Renta (Nota 7)	114.858	187.011
Provisión retiro de plataformas, normalización de pozos y yacimientos y remediación medio ambiental (1)	58.212	37.122
Provisión valuación inversiones	10.172	10.591
Otras provisiones a largo plazo	1.140	1.074
	<u>317.628</u>	<u>368.135</u>
<b>Totales</b>	<u>317.628</u>	<u>368.135</u>

(1) Provisión para cubrir los gastos estimados en los cuales deberá incurrir la Empresa en el retiro de plataformas del Estrecho de Magallanes, normalización de pozos en tierra y remediación medio ambiental.

**Castigos** - Al 30 de septiembre de 2006, se registraron castigos en Enap Sipetrol S.A. por un monto de MUS\$1.513 (MUS\$9.273 en 2005), los cuales corresponden a activos relacionados con yacimientos petroleros en el exterior. Durante el mismo período del 2006 y 2005, ENAP y Enap Refinerías S.A. no efectuaron castigos.

## 18. Indemnizaciones al personal por años de servicio

El movimiento de la provisión que cubre el beneficio de indemnización al personal por años de servicio se presenta en planilla adjunta.

**18. Indemnizaciones al personal por años de servicio**

	<b>2006</b> MUS\$	<b>2005</b> MUS\$
Saldo inicial al 1° de enero	141.225	126.836
Incremento de provisión	8.949	8.338
Pagos del período	(8.332)	(7.946)
Diferencia de cambio	<u>(5.730)</u>	<u>6.721</u>
Totales	<u><u>136.112</u></u>	<u><u>133.949</u></u>

## 19. Interés minoritario

El interés minoritario corresponde a la participación de accionistas minoritarios en Enap Refinerías S.A.

**19 - Interés minoritario**

	2006				2005			
	Patrimonio filial MUS\$	Participación minoritaria %	Participación minoritaria MUS\$	Efectos en resultados (cargo) /abono MUS\$	Patrimonio filial MUS\$	Participación minoritaria %	Participación minoritaria MUS\$	Efectos en resultados (cargo) /abono MUS\$
Enap Refinerías S.A.	715.239	0,04	286	1	887.478	0,04	356	69

## 20. Cambios en el patrimonio

### a. Cambios en el patrimonio :

El movimiento del patrimonio registrado entre el 1° de enero y el 30 de septiembre de 2006 y 2005, se presenta en cuadro adjunto con la siguiente referencia:

I.- El Ministerio de Hacienda, en el marco de la adopción de medidas para la estabilización de precios del petróleo diesel, autorizó a ENAP mediante el Decreto de Hacienda N°390 de fecha 19 de mayo de 2005, a:

(1)-Capitalizar el saldo de las utilidades generadas y no distribuidas al Fisco durante el año 2004, las que alcanzan a MUS\$ 21.488 (equivalentes a M\$11.977.396 a un tipo de cambio de \$557,4 por dólar),

(2)-Capitalizar un monto equivalente a MUS\$16.873 (equivalentes a M\$9.769.500 a un tipo de cambio de \$579 por dólar) contra utilidades netas generadas durante el ejercicio 2005,

#### II

(3)-Con fecha 30 de diciembre de 2005, el Ministerio de Hacienda mediante Ord. N°883, autorizó a ENAP a capitalizar utilidades del ejercicio 2005, por MUS\$17.185 (equivalentes a M\$ 8.842.400 a un tipo de cambio de \$514,5 por dólar). Esta capitalización se registró en el período 2006.

(4)-La compensación por el costo de la prima por MUS\$15.300, por la contratación de la opción tipo call spread del diesel, se adiciona a los resultados acumulados, debido a que su costo ha sido registrado en resultados.

Con las capitalizaciones indicadas anteriormente, más los ingresos obtenidos provenientes de la cobertura contratada, (opción tipo call spread con J.P.Morgan) para estabilizar el precio del diesel, se encuentran compensados todos los costos incurridos por ENAP durante el año 2005, con motivo de la aplicación de las políticas de estabilización de precios del diesel, gasolina y kerosene.

(5)-Al 31 de marzo de 2006, se obtuvo ingresos por MUS\$25.927 provenientes de la cobertura contratada, (opción tipo call spread con J.P.Morgan) para estabilizar el precio del diesel, netos de costos incurridos por ENAP durante el período enero a marzo de 2006, con motivo de la estabilización de precios del diesel, gasolina y kerosene.

#### III

(6)-El Fisco de Chile, a través del Ministerio de Hacienda ordenó mediante el Decreto N°370 del 28 de marzo de 2006, posteriormente, reemplazado por el Decreto N°667 del 13 de junio de 2006, el traspaso a rentas generales de la Nación, de parte de las utilidades del año 2005 por MUS\$56.361 (equivalentes a M\$30.123.000), ingresadas a la Tesorería General de la República durante los meses de Marzo a Mayo en cuotas de M\$10.041.000 cada una.

(7)-Mediante Ord.N°243 de 28 de marzo de 2006, el Ministerio de Hacienda autorizó la capitalización de MUS\$68.045 de las utilidades del ejercicio 2005.

b. El detalle del movimiento en otras reservas se presenta en planilla adjunta.



## 20. Cambios en el patrimonio

### Cambios en el patrimonio

RUBROS	30/09/2006									30/09/2005								
	CAPITAL PAGADO	RESERVA REVALORIZ. CAPITAL	SOBREPRECIO EN VENTA DE ACCIONES	OTRAS RESERVAS	RESERVAS FUTUROS DIVIDENDOS	RESULTADOS ACUMULADOS	DIVIDENDOS PROVISORIOS	DÉFICIT PERIODO DE DESARROLLO	RESULTADO DEL EJERCICIO	CAPITAL PAGADO	RESERVA REVALORIZ. CAPITAL	SOBREPRECIO EN VENTA DE ACCIONES	OTRAS RESERVAS	RESERVAS FUTUROS DIVIDENDOS	RESULTADOS ACUMULADOS	DIVIDENDOS PROVISORIOS	DÉFICIT PERIODO DE DESARROLLO	RESULTADO DEL EJERCICIO
Saldo Inicial	791.471	0	0	-68.432	0	-1.646	0	0	197.844	753.110	0	0	-66.969	0	50.554	-95.330	0	116.818
Distribución resultado ejerc. anterior	0	0	0	0	0	197.844	0	0	-197.844	0	0	0	0	0	21.488	95.330	0	-116.818
Dividendo definitivo ejerc. anterior	0	0	0	0	0	-56.361	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aumento del capital con emisión de acciones de pago	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capitalización reservas y/o utilidades	85.230	0	0	0	0	-85.230	0	0	0	38.361	0	0	0	0	-38.361	0	0	0
Déficit acumulado período de desarrollo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cambios patrimoniales netos	0	0	0	-879	0	0	0	0	0	0	0	0	2.025	0	0	0	0	0
Traspaso retasación técnica Activo Fijo coligada	0	0	0	-16	0	16	0	0	0	0	0	0	-4.919	0	4.919	0	0	0
Ingresos por aplicación Decreto Hacienda N° 390	0	0	0	0	0	25.927	0	0	0	0	0	0	0	0	-366	0	0	0
Revalorización capital propio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultado del ejercicio	0	0	0	0	0	0	0	0	94.834	0	0	0	0	0	0	0	0	148.028
Dividendos provisorios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo Final	876.701	0	0	-69.327	0	80.550	0	0	94.834	791.471	0	0	-69.863	0	38.234	0	0	148.028
Saldos Actualizados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	791.471	0	0	-69.863	0	38.234	0	0	148.028

## 20. Cambios en el Patrimonio

### Otras reservas

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Ajuste acumulado por diferencia de conversión de filiales en el extranjero	(76.029)	(76.029)
Cambios patrimoniales netos	2.577	2.025
Otras reservas	4.125	4.141
<b>Totales</b>	<b>(69.327)</b>	<b>(69.863)</b>

#### Ajuste acumulado por diferencia de conversión de filiales en el extranjero

En este rubro se incluye la reserva por el ajuste de conversión proveniente de las filiales extranjeras originadas por las variaciones en la inversión en el exterior y por la valuación de los respectivos pasivos contraídos para adquirir esta inversión, hasta diciembre de 2004.

	Saldos al 01.01.2006 MUS\$	Variación neta del período		Saldos al	
		Inversión MUS\$	Pasivo MUS\$	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Enap Sipetrol S.A.	(72.666)	-	-	(72.666)	(72.666)
Otras sociedades relacionadas	(3.363)	-	-	(3.363)	(3.363)
<b>Totales</b>	<b>(76.029)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(76.029)</b>	<b>(76.029)</b>

#### Cambios patrimoniales netos

A partir de enero de 2005 las variaciones patrimoniales de las empresas coligadas que llevan la contabilidad en moneda nacional, se registran en la línea cambios patrimoniales netos. El movimiento del período es el siguiente:

	Saldos al 01.01.2006 MUS\$	Variación neta del período		Saldos al	
		Inversión MUS\$	Pasivo MUS\$	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	1.252	(359)	-	893	811
Cía. Latinoamericana Petrolera S.A.	113	(178)	-	(65)	159
Norgas S.A.	205	(53)	-	152	124
Sociedad Nacional Marítima S.A.	107	(54)	-	53	21
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	103	(37)	-	66	18
Petrosul S.A.	696	-	-	696	431
Enercon S.A.	261	-	-	261	81
Geotérmica del Norte S.A.	159	(79)	-	80	99
Innergy Holding S.A.	145	40	-	185	66
Inversiones Electrogas S.A.	380	(149)	-	231	213
Electrogas S.A.	1	-	-	1	-
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	30	(9)	-	21	-
Gas de Chile S.A.	4	(1)	-	3	2
<b>Totales</b>	<b>3.456</b>	<b>(879)</b>	<b>-</b>	<b>2.577</b>	<b>2.025</b>

## 20. Cambios en el Patrimonio

### Otras reservas

#### Otras reservas

El saldo de Otras reservas es el siguiente:

Otras Reservas	Saldos al	Variación neta del período		Saldos al	
	01.01.2006			2006	2005
	MUS\$	MUS\$		MUS\$	MUS\$
Retasación técnica Activo Fijo de coligada SONACOL S.A.	4.141	(16)	-	4.125	4.141
Totales	4.141	(16)	-	4.125	4.141

El cargo de MUS\$ 16 corresponde a la proporción de retasación técnica de las acciones de Sonacol que fueron permutadas por acciones de Sonamar, este monto se reconoce como Utilidades acumuladas.

**21. Otros Ingresos y Egresos fuera de la explotación**

El detalle de los otros ingresos y egresos fuera de la explotación se presenta en planilla adjunta.

## 21. Otros Ingresos y Egresos fuera de la explotación

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
<b>a. Otros ingresos:</b>		
Resultado en venta de activo fijo	483	1.774
Ingresos por servicios varios	7.173	9.541
Ingresos netos de inversiones	1.814	-
Utilidad en venta de inversiones	15.498	26
Recuperación de seguros por siniestros	-	1.134
Otros ingresos	3.822	3.496
	<u>28.790</u>	<u>15.971</u>
Totales	<u>28.790</u>	<u>15.971</u>
<b>b. Otros egresos :</b>		
Provisión valuación de inversiones	(99)	(788)
Ajuste de inversiones	(1.739)	(1.464)
Seguro opción por commodity	(4.590)	(6.120)
Pérdida en venta acciones	(4)	-
Castigos y bajas de activo fijo y materiales	(37)	(13)
Costos desvinculación laboral	(627)	(273)
Otros egresos	(4.571)	(2.141)
	<u>(11.667)</u>	<u>(10.799)</u>
Totales	<u>(11.667)</u>	<u>(10.799)</u>

## 22. Diferencias de Cambio

El detalle de las diferencias de cambio abonada (debitada) a resultados se presenta en cuadro adjunto.

En la columna moneda se señala pesos chilenos, ya que desde enero de 2005 ENAP lleva contabilidad en dólares, de acuerdo a Nota 2 c).

## 22. Diferencias de Cambio

### Diferencias de Cambio

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		30/09/2006	30/09/2005
ACTIVOS (CARGOS) / ABONOS			
DISPONIBLE	CLP	-494	-3.559
	ARS	-176	-167
	COL\$	0	-73
DEUDORES POR VENTAS	CLP	-25.324	29.964
	ARS	206	80
	COL\$	0	-66
DEUDORES VARIOS	CLP	-1.489	0
	ARS	-2	0
DOC. Y CTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS CP	CLP	73	90
IMPUESTOS POR RECUPERAR	ARS	-638	0
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	CLP	-4.678	6.387
	ARS	-2	-8.782
	B\$\$	0	-324
	COL\$	0	-97
OTROS ACTIVOS FIJOS	CLP	0	-193
DEUDORES LARGO PLAZO	CLP	-78	300
CUENTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS LP	CLP	14	0
OTROS ACTIVOS LARGO PLAZO	CLP	-656	24
	ARS	-303	-55
OTROS DE OTROS ACTIVOS	CLP	-150	0
Total (Cargos) Abonos		-33.697	23.529
PASIVOS (CARGOS) / ABONOS			
CUENTAS POR PAGAR CORTO PLAZO	CLP	5.410	3.616
	ARS	-36	25
	COL\$	0	28
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR A EMPRESAS RELACIONADAS CP	CLP	451	157
	ARS	3	0
	LIBRA ESTERLINA	-304	0
PROVISIONES CORTO PLAZO	CLP	2.082	-3.692
	COL\$	0	177
	ARS	-3	-39
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	CLP	8.204	-9.474
	ARS	55	-49
	COL\$	0	83
CUENTAS POR PAGAR RELACIONADAS LP	CLP	102	-108
PROVISIONES LARGO PLAZO	CLP	6.237	-6.655
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	CLP	3.372	-8.628
	ARS	-14	-
Total (Cargos) Abonos		25.559	-24.559
(Pérdida) Utilidad por diferencia de cambio		-8.138	-1.030

## **23. Gastos de emisión y colocación de títulos accionarios y de títulos de deuda**

El detalle de los gastos por emisión de bonos presentados en Otros activos circulantes y Otros de otros activos, se presenta en planilla adjunta:



### 23. Gastos de emisión y colocación de títulos accionarios y de títulos de deuda

	Corto Plazo		Largo Plazo	
	2006 MUS\$	2005 MUS\$	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Desembolso por emisión de colocación bonos - local	222	224	1.106	1.346
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - local	571	559	2.859	3.351
Desembolso por emisión de colocación bonos - internacional	1.339	1.339	7.481	8.821
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - internacional	272	272	1.470	1.743
<b>Totales</b>	<b>2.404</b>	<b>2.394</b>	<b>12.916</b>	<b>15.261</b>

<b>24. Estado de Flujo de Efectivo</b>
--

El detalle del efectivo y efectivo equivalente se presenta en planilla adjunta.

## 24. Estado de Flujo de Efectivo

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Disponible	58.913	68.817
Depósitos a plazo	21.214	14.503
Valores negociables	5.586	-
	<u>85.713</u>	<u>83.320</u>
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	<u>85.713</u>	<u>83.320</u>

Otros Ingresos de Inversión	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Devolución capital coligadas	11.012	-
Recuperación de préstamos del personal corto y largo plazo	627	-
Totales	<u>11.639</u>	<u>-</u>

## 25. Contratos de Derivados

Desde octubre de 2002 ENAP mantiene un Cross Currency Swap UF/USD con vencimiento a 10 años por un monto equivalente a US\$66,5 millones como instrumento de cobertura. Este instrumento cubre un 91% de la deuda en UF asumida con la emisión de bonos en el mercado local.

En el mes de mayo de 2004 ENAP completó la cobertura de riesgo para el Bono en UF del mercado local, contratando un Swap UF/USD con vencimiento el año 2012 por un monto equivalente a US\$ 7,7 millones.

En el mes de julio de 2005 ENAP suscribió un cross currency swap para cubrirse del riesgo de fluctuaciones de la paridad UF - dólar y dejar los flujos del leasing hipotecario del inmueble de la casa matriz en dólares.

Estos instrumentos valorizados a valor de mercado, al 30 de septiembre de 2006 no afectan resultados por tener valor de mercado positivo.

Con el fin de cubrir los riesgos provenientes de las fluctuaciones en la tasa de interés de los préstamos bancarios, ENAP suscribió en los años 2003, 2004, 2005 y 2006 contratos de swap de tasa de interés.

Con el objetivo de cubrir los riesgos provenientes de las fluctuaciones en la tasa de interés Libor de 3 meses en los documentos y cuentas por pagar de corto plazo, ENAP suscribió durante el año 2005 contratos de swap de tasa de interés.

ENAP y Enap Refinerías S.A. suscribieron contratos de cobertura de tipo de cambio con el objeto de cubrir los riesgos provenientes de las fluctuaciones del dólar en los Pagos provisionales mensuales efectuados durante el presente período, los cuales se imputarán al impuesto a la renta del año tributario 2007.

Enap Refinerías S.A. suscribió contratos de cobertura de tipo de cambio con el fin de cubrir los riesgos provenientes de las fluctuaciones del dólar por los flujos provenientes de los deudores por ventas.

El detalle de los contratos de derivados se presenta en cuadro adjunto.

**25. Contratos de Derivados**  
**Contratos de Derivados**

TIPO DE DERIVADO	TIPO DE CONTRATO	VALOR DEL CONTRATO	PLAZO DE VENCIMIENTO O EXPIRACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS				VALOR DE LA PARTIDA PROTEGIDA	CUENTAS CONTABLES QUE AFECTA			
				ÍTEM ESPECÍFICO	POSICIÓN COMPRA / VENTA	PARTIDA O TRANSACCIÓN PROTEGIDA			ACTIVO / PASIVO		EFECTO EN RESULTADO	
						NOMBRE	MONTO		NOMBRE	MONTO	REALIZADO	NO REALIZADO
CROSS CURRENCY	CCPE	66.500	IV TRIMESTRE 2012	TIPO DE CAMBIO Y TASAS	C	OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO (B	101.318	101.318	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PLAZO	36.291	132	36.423
CROSS CURRENCY	CCPE	7.683	IV TRIMESTRE 2012	TIPO DE CAMBIO Y TASAS	C	OBLIGACIONES CON EL PUBLICO (B	10.042	10.042	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PLAZO	2.572	-1	2.571
CROSS CURRENCY	CCPE	21.017	III TRIMESTRE 2018	TIPO DE CAMBIO	C	OBLIG LP VCT Y ACREEDORES L P	16.099	16.099	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	1.723	0	1.723
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	40.000	40.000	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	809	54	863
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	40.000	40.000	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/ PASIVOS L/PL	810	54	864
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	40.000	40.000	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L.P	808	54	862
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2009	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACT/ PAS. CIRC/OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	1.118	42	1.160
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2009	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACT/ PAS. CIRC/OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	1.130	42	1.172
S	CCTE	54.750	IV TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	54.750	54.750	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	489	17	506
S	CCTE	250.000	IV TRIMESTRE 2006	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. POR PAGAR	250.000	250.000	OTROS ACTIVOS/ PASIVOS CIRCULANTE	752	0	752
S	CCTE	200.000	IV TRIMESTRE 2007	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. Y CUENTAS POR PAGAR	200.000	200.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	949	0	949
S	CCTE	150.000	IV TRIMESTRE 2010	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. Y CUENTAS POR PAGAR	150.000	150.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	186	0	-186
S	CCTE	70.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	0	0	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	1.623	0	-1.623
S	CCTE	70.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	0	0	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	1.617	0	-1.617
S	CCTE	80.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	0	0	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	1.864	0	-1.864
S	CCTE	14.679	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	14.679	-	OTROS ACT/PAS CIRCULANTES Y LARGO PLAZO	11.336	0	-11.336
S	CCTE	65.949	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	19.222	-	OTROS ACT/PAS CIRCULATES Y LARGO PLAZO	15.424	0	-15.424
F	CCPE	22.492	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	IMPTO. RENTA	22.492	22.492	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	1.016	0	1.016
F	CCPE	1.269	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	IMPTO. RENTA	1.269	1.269	PASIVOS CIRCULANTES	15	-15	0
F	CCPE	909	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	IMPTO. RENTA	909	909	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	2	0	2
F	CCPE	695	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	IMPTO. RENTA	695	695	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	3	0	3
F	CCPE	765	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	IMPTO. RENTA	765	765	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	2	0	2
F	CCPE	4.417	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	IMPTO. RENTA	4.417	4.417	PASIVOS CIRCULANTES	52	-52	0
F	CCPE	4.839	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	IMPTO. RENTA	4.839	4.839	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	10	0	10

**25. Contratos de Derivados**  
**Contratos de Derivados**

TIPO DE DERIVADO	TIPO DE CONTRATO	VALOR DEL CONTRATO	PLAZO DE VENCIMIENTO O EXPIRACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS				VALOR DE LA PARTIDA PROTEGIDA	CUENTAS CONTABLES QUE AFECTA			
				ÍTEM ESPECÍFICO	POSICIÓN COMPRA / VENTA	PARTIDA O TRANSACCIÓN PROTEGIDA			ACTIVO / PASIVO		EFECTO EN RESULTADO	
						NOMBRE	MONTO		NOMBRE	MONTO	REALIZADO	NO REALIZADO
F	CCPE	4.795	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	IMPTO. RENTA	4.795	4.795	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	20	0	20
F	CCPE	5.068	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	IMPTO. RENTA	5.068	5.068	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	16	0	16
F	CCTE	20.000	IV TRIMESTRE 2006	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	41	0	41
F	CCTE	20.000	IV TRIMESTRE 2006	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	58	0	58
F	CCTE	65.000	IV TRIMESTRE 2006	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	238	0	-238
F	CCTE	20.000	IV TRIMESTRE 2006	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	74	0	-74
F	CCTE	65.000	IV TRIMESTRE 2006	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	71	0	71
F	CCTE	20.000	IV TRIMESTRE 2006	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	22	0	22
F	CCTE	65.000	IV TRIMESTRE 2006	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	192	0	-192
F	CCTE	20.000	IV TRIMESTRE 2006	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	57	0	-57

## 26. Contingencias y Restricciones

### a. Juicios:

Actualmente la Empresa mantiene juicios laborales por un monto aproximado de MUS\$4.962, este monto incluye MUS\$311, correspondiente a juicios por término injustificado de contrato laboral, en el cual se demanda a ENAP por su responsabilidad subsidiaria. No se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la Administración estima que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa.

La empresa ha sido demandada en juicios por acción de reparación de medio ambiente y regularización de servidumbres, en forma conjunta con acciones de indemnización de perjuicios, por un monto aproximado de MUS\$65.934. Estas causas se encuentran en etapas iniciales (fase de discusión o inicio de la fase probatoria) de la primera instancia judicial, lo que sumado a la imprevisibilidad del resultado de cualquier litigio, impide a la Empresa hacer un pronóstico preciso de su viabilidad. Sin embargo, la Administración estima que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa, toda vez que parte de los montos demandados asume la eventual compensación de perjuicios en forma retroactiva y por un período de 50 años, período que excede los plazos de prescripción aplicables. Por la misma razón, no se ha constituido provisión contable para dichos efectos.

La empresa ha sido demandada adicionalmente en juicios civiles por supuesto incumplimiento de contrato, por un monto aproximado de MUS\$ 3.358, algunos de los cuales se encuentra vencido el término probatorio y pendiente la citación de las partes para oír sentencia. No se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la Administración estima que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa.

ENAP es parte en un litigio en el que demanda el cumplimiento forzado del contrato, relacionado con la venta de algunos activos de su filial Petro Servicio Corp. S.A. a Missano Inc. Al 31 de diciembre de 2005 el saldo por cobrar asciende a MUS\$1.000. Por este concepto no se ha constituido provisión, dado que la Administración estima que su pérdida es poco probable, por cuanto con fecha 6 de agosto de 2002, ENAP fue notificada de la sentencia definitiva en primera instancia totalmente favorable en todas sus partes a los intereses de ENAP. A la fecha, está pendiente la vista del recurso de casación interpuesto por ENAP ante la I. Corte Suprema, a fin de que se ordene el pago de intereses.

Se mantienen juicios relativos a materias de constitución y ejercicio de servidumbres del oleoducto Concon Maipú, cuya operación corresponde a la Sociedad Nacional de Oleoductos. ENAP, ya sea actuando como demandante o demandada, no se verá afectada desde el punto de vista económico, toda vez que, de acuerdo a los convenios suscritos con la sociedad mencionada, le corresponde a ella efectuar los eventuales pagos.

La filial Enap Refinerías S.A. es parte demandada en diversos juicios, que en opinión de la administración en ningún caso, representan una contingencia de pérdida de valores significativos para la misma.

La filial Enap Sipetrol S.A., al 30 de septiembre de 2006 mantiene las siguientes contingencias:

#### COLOMBIA

Con motivo de la venta de SEEP S.A., los juicios que se mantenían en la Sucursal Colombia fueron traspasados en su totalidad al comprador Pacific Stratus Energy, quien asume contractualmente la responsabilidad de ellos. Sólo con la excepción del Bloque Acevedo en que Enap Sipetrol S.A. se obliga a cumplir con los montos asignados y presupuestados por temas ambientales, para esta acción se constituyó un escrow account en el Banco Citibank N.A. por MUS\$500.

b. Garantías Directas - Ver planilla adjunta.

c. Garantías Indirectas - Ver planilla adjunta.

Además de las garantías detalladas en planillas adjuntas, hay otras garantías recibidas por el giro normal del negocio, tanto para ENAP como para sus filiales.

### d. Compromisos Comerciales:

La Empresa mantiene los siguientes compromisos comerciales en relación al desarrollo de sus operaciones:

## 26. Contingencias y Restricciones

### (1) PETROPOWER

La Empresa, a través de su filial Enap Refinerías S.A., firmó en 1994 un contrato con Petropower donde se compromete a pagar una tarifa de procesamiento anual de aproximadamente US\$17,4 millones, a cambio del derecho de operar su planta de coquización e hidrot ratamiento, además de pagar una tarifa anual de aproximadamente US\$9,9 millones por el abastecimiento de ciertos productos energéticos. Este acuerdo está sujeto a escalamiento anual hasta el vencimiento del contrato en el año 2018.

Otras condiciones de los acuerdos obligan a que, en caso de una reducción en los ingresos anuales definida en el contrato de procesamiento y demás acuerdos del negocio y después que el Operador de la planta ha aportado con el 10% de dicho déficit, a que ENAP y su filial Enap Refinerías S.A., contribuyan con el 50% del saldo y Foster Wheeler con el otro 50% del saldo de dicha reducción, que de ocurrir no debería exceder los US\$1,4 millones al año.

Adicionalmente, Enap Refinerías S.A. adquirió la obligación de comprar y programar la venta de los activos de Petropower Energía Ltda. por no menos de US\$43 millones en la fecha de término programada del respectivo contrato (año 2018) o en cualquier otra fecha que sea acordada mutuamente entre las partes.

### (2) PLANTA DE HIDROGENO EN REFINERIA BIO BIO

ENAP y Enap Refinerías S.A. han completado la construcción de una nueva planta de Hidrógeno en la Refinería de Bío Bío en Talcahuano, la cual entró en operación en enero de 2005. La inversión alcanzó un total de aproximadamente US\$32 millones. La sociedad encargada que desarrolló el proyecto es una Sociedad Anónima que se ha denominado "Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A.".

Todo el hidrógeno producido por la planta es utilizado por Enap Refinerías S.A. en sus instalaciones. De esta manera, existe un Contrato de Servicios de Procesamiento entre la Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A. y Enap Refinerías S.A. por un período de 15 años de operación extensible hasta por un año adicional en los casos que en el propio contrato se especifican. Después de este período, Enap Refinerías S.A. adquirirá la planta a su valor residual. ENAP garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. bajo el Contrato de Servicios de Procesamiento.

Esta planta ha sido construida por el consorcio formado por Technip de USA (además el licenciador de la tecnología) y Sigdo Koppers Ingeniería y Construcción. La planta cuya construcción comenzó en el año 2003, inició sus operaciones en enero de 2005.

El financiamiento del proyecto corresponde a aportes de capital de los socios (30% de la inversión total) y a un crédito del banco Societé Generalé de Francia (70%). ENAP y Enap Refinerías S.A. participan con un 5% cada uno en el capital de la empresa siendo el 90% restante propiedad del grupo Sigdo Koppers.

El aporte de capital de ENAP y Enap Refinerías S.A. fue de un millón de dólares. A la fecha de entrega de la planta, la filial Enap Refinerías S.A., registró esta transacción en forma similar a la compra de un activo fijo(leasing).

### (3) INNERGY HOLDING S.A.

ENAP se ha comprometido a aportar del orden de los US\$36,1 millones como participación en el capital de la coligada Innergy Holding S.A. Asimismo, desde el comienzo del proyecto en 1998 y hasta el 30 de septiembre de 2006, ENAP ha contribuido aproximadamente con US\$32,2 millones en la citada coligada, de los cuales US\$23,1 millones han sido usados para cubrir su déficit operacional.

Los aportes futuros que la empresa tenga que efectuar, dependerán de las condiciones futuras del proyecto, considerando entre otros aspectos, el cumplimiento en la demanda estimada y la instalación de una planta termoeléctrica de ciclo combinado y/o cambios en las condiciones contractuales vigentes. Innergy se encuentra propiciando la instalación de dicha planta de ciclo combinado, la cual se espera consuma una mayor cantidad de gas que contribuya a mejorar los resultados de dicha empresa.

### (4) ETALSA

La Empresa, a través de su filial Enap Refinerías S.A., ha suscrito un contrato con ETALSA por el pago de una tarifa anual de operación de la planta de di-iso-propil éter, por montos de entre US\$ 4,7 millones y US\$ 5,7 millones.



## 26. Contingencias y Restricciones

Este contrato vence el 2017. Al vencimiento del contrato, la filial podrá ejercer la opción de compra de la planta por un valor aproximado de US\$ 2,6 millones. A la fecha de entrega de la planta (septiembre de 2002), la filial Enap Refinerías S.A., registró esta transacción en forma similar a la compra de un activo fijo(leasing).

### (5) PETROSUL

ENAP y su filial Enap Refinerías S.A., en conjunto con otros accionistas, han invertido US\$27,0 millones, en la construcción de dos plantas de azufre. Estas plantas entraron en operación el último trimestre del 2003. Ambas Refinerías deberán pagar una tarifa de operación anual entre US\$3,9 millones y US\$4,6 millones. Este contrato de operación vence el 2019 y a su vencimiento la filial está obligada a comprar las plantas por el valor nominal del contrato. A la fecha de entrega de las plantas, la filial registró esta transacción en forma similar a la compra de un activo fijo (leasing).

### (6) PLANTA DE HIDROGENO EN REFINERIA ACONCAGUA

La filial Enap Refinerías S.A. ha suscrito un contrato con AGA Chile S.A., filial de la empresa alemana productora de gases del aire Linde AG, por el suministro de hidrógeno de alta pureza, desde junio del 2006 y durante un plazo de 15 años. El hidrógeno será utilizado en la futura planta de hidrotratamiento de diesel en la refinería Aconcagua. Para llevar a cabo el suministro, AGA se encuentra construyendo una planta en terrenos de la refinería entregados en comodato por el plazo contractual del suministro. Al vencimiento del contrato, no hay obligación de compra alguna sobre las instalaciones de producción de hidrógeno, ni sobre la renovación del contrato de suministro. El pago anual estimado para el inicio del suministro es de US\$21,8 millones, el que sufrirá un escalamiento de acuerdo a la evolución de los precios de los insumos utilizados, entre los cuales se cuenta principalmente el gas natural.

### (7) PRODISA

La filial Enap Refinerías S.A. y Enap han suscrito los contratos con el grupo español Técnicas Reunidas y el grupo alemán Man Ferrostaal para el financiamiento, construcción y operación de una planta de Hidrocracking Suave de Gas Oil ( MHC - Mild Hydrocracking ) en la Refinería ubicada en Talcahuano, proyecto que representó una inversión total de aproximadamente US\$110 millones. La sociedad del proyecto es una Sociedad Anónima que se ha denominado "Productora de Diesel S.A. - Prodisa".

La planta es operada y mantenida por Enap Refinerías S.A., Refinerías Bio Bio. Existe un Contrato de Servicios de Procesamiento entre Prodisa y Enap Refinerías S.A. por un período de 15 años de operación. Después de este período, Enap Refinerías S.A. adquirirá la planta a su valor residual. ENAP garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A., bajo el Contrato de Servicios y Procesamiento.

Esta planta ha sido construida por el consorcio formado por Técnicas Reunidas de España y DSD empresa chilena con matriz en Alemania.

La planta inició su operación a partir de enero de 2005.

El proyecto se financió con aportes de capital de los socios (7,3% de la inversión total) y a un crédito sindicado por el banco BNP Paribas (92,7%). Enap Refinerías S.A. en conjunto con ENAP participan con un 45% en el capital de la empresa siendo el 55% restante propiedad de Técnicas Reunidas y DSD Construcciones y Montajes.

A la fecha de entrega de la planta, la filial Enap Refinerías S.A., registró esta transacción en forma similar a la compra de un activo fijo(leasing)

### (8) ENERGIA CONCON S.A.

La filial Enap Refinerías S.A. y Enap han suscrito los contratos con el grupo formado por las empresas Foster Wheeler Iberia S.A. de España, Man Ferrostaal A.G. de Alemania y Técnicas Reunidas S.A. de España, para el financiamiento, construcción y operación de una planta de coquización retardada en la Refinería ubicada en Concón, proyecto que representa una inversión total aproximada de US\$430 millones. La sociedad propietaria del señalado proyecto es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de Chile bajo la razón social de Energía Concón S.A.- ENERCON.

La planta así desarrollada será operada y mantenida por Enap Refinerías S.A.,

## 26. Contingencias y Restricciones

Refinería Aconcagua. Existe un contrato de servicios de procesamiento celebrado entre Enap Refinerías S.A. y Energía Concón S.A. por un plazo de 20 años de operación. Después de este período, Enap Refinerías S.A. adquirirá la planta a su valor residual. Enap garantizó las obligaciones de Enap Refinerías S.A. bajo el contrato de Servicios de Procesamiento.

Esta planta será construida por el consorcio formado por una Unión Temporal de Empresas (UTE) conformado por Foster Wheeler Iberia, Initec Plantas Industriales y Man Ferrostaal y la empresa chilena Construcción e Ingeniería FIM Chile Ltda.

El proyecto, que ya ha puesto las órdenes de compra de los equipos principales, iniciará sus operaciones durante el primer semestre del año 2008.

El financiamiento del proyecto corresponde a aportes de capital de los socios y a un crédito sindicado por los bancos BNP Paribas, Citigroup y Calyon. Enap Refinerías S.A. en conjunto con su Sociedad Matriz ENAP, participan con un 49% en el capital de la empresa siendo el 51% restante propiedad de Técnicas Reunidas S.A., Man Ferrostaal A.G. y Foster Wheeler Iberia S.A., en partes iguales.

En Nota 32 se resumen los principales contratos de operación petrolera.

e) Restricciones:

e.1.) La Matriz

La Empresa y sus filiales están sujetas a las siguientes restricciones, las cuales están estipuladas como covenants en préstamos sindicados:

La Empresa a nivel consolidado, mantendrá para cada período de cálculo una relación de cobertura de intereses, (EBITDA sobre interés) a lo menos igual a dos sobre uno.

La Empresa a nivel consolidado, mantendrá en todo momento una razón de endeudamiento (Máxima deuda sobre EBITDA) que no supere la relación de cinco sobre uno.

La Empresa debe mantener un patrimonio mínimo consolidado en dólares estadounidenses equivalente al 85% de su valor al 31 de diciembre de 2002 (conversión al dólar observado de esa fecha).

La Empresa al 30 de septiembre de 2006 cumple con los covenants anteriormente detallados.

e.2.) Sipetrol Argentina S.A.

La filial Sipetrol Argentina S.A., de acuerdo a la legislación argentina aplicable a la Sociedad, debe destinar el 5% de las utilidades del ejercicio a la constitución de una reserva legal, cuenta integrante del patrimonio neto, hasta que dicha reserva alcance el 20% del capital social ajustado.

f. Otras contingencias:

De Sipetrol Argentina S.A.

1) Notificación pago de impuestos adeudados

La Sociedad Sipetrol Argentina S.A. ha sido notificada por la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), mediante la cual se determina de oficio el Impuesto al Valor Agregado (IVA) por los siguientes períodos fiscales:

Período observado	Fecha de oficio	Fecha recurso de apelación
Octubre 1997 a diciembre 1998	27 de diciembre de 2002	20 de febrero de 2003
Abril, julio y agosto de 1998	15 de noviembre de 2004	06 de diciembre de 2004
Junio a diciembre de 1999	27 de diciembre de 2004	21 de febrero de 2005
Enero a diciembre de 2000	28 de diciembre de 2005	17 de febrero de 2006

Con fecha 14 de febrero de 2006 la Dirección General de Justicia notifica la prevista del período observado de enero a diciembre de 2001.

De acuerdo a lo señalado por nuestros asesores legales y tributarios, la

## 26. Contingencias y Restricciones

Sociedad considera que existen altas probabilidades de obtener una resolución favorable sobre estas contingencias.

Sipetrol Argentina S.A. - YPF S.A. Unión Transitoria de Empresas (UTE Area Magallanes) ha sido notificada por la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), mediante la cual se determina de oficio el Impuesto al Valor Agregado (IVA) por los siguientes períodos fiscales:

Período observado	Fecha de oficio	Fecha recurso de apelación
Junio a diciembre de 1999	27 de diciembre de 2004	21 de febrero de 2005
Enero a diciembre de 2000	28 de diciembre de 2005	17 de febrero de 2006

Con fecha 14 de febrero de 2006 la Dirección General de Justicia notifica la prevista del período observado de enero a diciembre de 2001.

De acuerdo a lo señalado por nuestros asesores legales y tributarios, la Sociedad considera que existen altas probabilidades de obtener una resolución favorable sobre estas contingencias.

### 2) Sumario Cambiario - Banco Central de la República Argentina

El Banco Central de la República Argentina, ha imputado violaciones a los incisos e) y f) del artículo 1 de la Ley del Régimen Penal Cambiario, consistentes en:

(1) Supuesta omisión de ingresar y de negociar el 70% de los cobros de exportaciones de hidrocarburos, durante el período entre el 19 de enero de 2002 y el 10 de diciembre de 2002.

(2) Presuntos ingresos tardíos -con mínimas demoras de dos (2) y siete (7) días respectivamente- respecto de dos exportaciones cuyos vencimientos fueron el 11 de noviembre de 2002 y el 10 de diciembre de 2002.

En el sumario -al día de la fecha- se han presentado los escritos de defensa y de ofrecimiento de pruebas.

De acuerdo a lo expuesto y a la opinión de nuestros asesores legales, la Sociedad considera la probabilidad de una absolución de culpa y cargos, ya que existen normas legales y reglamentarias que avalan el operar de la Sociedad.

No existen otras contingencias relevantes a informar al 30 de septiembre de 2006.

## 26. Contingencias y Restricciones

### b. Garantías Directas Filiales

Acreedor de la Garantía	Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de septiembre	Liberación de garantías				
			Tipo	Valor Contable		2006	2005	2006	Activos	2007 y siguientes

#### Enap Sipetrol S.A.

OMV (Irán) Onshore Exploration GmgH	Garantizar el cabal cumplimiento de las obligaciones contraídas por el contrato de servicios para la exploración y explotación del Bloque Mehr en Irán (MUS\$8.500)	Fianza solidaria	Indirecta	MUS\$8500							
Banco de Chile	Cubrir trabajos comprometidos durante el período de exploración del Bloque East Ras Qattara (MU\$2.374)	Stand By								MUS\$2.374	
E.G.P.C. Egypt	Comparte una obligación financiera por MUS\$4.700, correspondiente al mínimo de inversión garantizada para las concesiones de exploración en los bloques North Bahariya, El Diyur y East Ras Qattara.	Stand By								MUS\$4.700	

#### Enap Refinerías S.A.

Banco Chile	Garantiza el fiel, íntegro y oportuno pago de todas las obligaciones asumidas por Enap Refinerías S.A. en el contrato de suministro de energía y potencia eléctrica de fecha 29/04/2005 (MUS\$11.534) , válida hasta el 30 de abril de 2007.	Boleta de Garantía Bancaria								MUS\$11.534	
-------------	--	-----------------------------	--	--	--	--	--	--	--	-------------	--

(\*) La liberación de estas garantías está asociada al cumplimiento de los contratos que le dan origen.

## 26. Contingencias y Restricciones

### c. Garantías indirectas

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de septiembre		Liberación de garantías			
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2006	2005	2006	Activos	2007 y siguientes	Activos
Methanex	Sipetrol Argentina S.A.	Filial	Garantiza cumplimiento de las obligaciones de Sipetrol en Contrato Venta de Gas entre Sipetrol/YPF- Methanex (equivalentes al 30% del contrato). La obligación remanente asciende a 4.012.785.249 SCM(9300 Kcal/m3), a un precio base de 0,75 US\$/MMBtu (escala con el precio del metanol) y con una vigencia máxima de hasta el 08.08.2016.	Solidaria							(*)	
Petropower Energía Ltda.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. en el Contrato de Procesamiento suscrito con Petropower, con vigencia hasta el año 2018. La obligación garantizada consiste en el pago de servicios de procesamiento por un valor anual de aproximadamente MUS\$18.000	Solidaria							(*)	
Petropower Energía Ltda.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. en los diversos contratos suscritos en el marco del proyecto Petropower ( i) Contrato de Contribuciones de Capital en la sociedad (15% de participación), (ii) Contrato de Usufructo del terreno para el proyecto y (iii) Contrato de indemnización en caso de acciones u omisiones dolosas y negligente de Enap Refinerías S.A.). La obligación de efectuar aporte de capital ya esta cumplida, las demás obligaciones no son avaluables en dinero en forma anticipada. La vigencia de las garantías es hasta el año 2018.	Solidaria							(*)	
YPF y Panamerican	Innergy Holding S.A.	Coligada	Garantiza (en un 25%) cumplimiento de las obligaciones de Innergy en Contrato Compra de Gas con YPF- Bidas - Pluspetrol. La obligación contractual total nace el año 2004 y rige hasta el año 2019. El 25% a que podría ascender la garantía equivale a MUS\$6.000 al 2004, reajustándose anualmente hasta MUS\$12.750 el 2019; que está sujeta al envío efectivo del gas por parte de los acreedores de la garantía.	Solidaria							(*)	
Gasoducto del Pacífico S.A.	Innergy Holding S.A.	Coligada	Garantiza (en un 25%) cumplimiento de las obligaciones de Innergy en Contrato de Transporte de Gas con Gasoducto del Pacífico. La obligación contractual rige desde el año 1999 y hasta el 2019. El 25% a que podría ascender la garantía equivale a aproximadamente MUS\$8.000 el año 2002, reajustándose anualmente hasta MUS\$15.000 el año 2019.	Solidaria							(*)	
Banco KfW	Eteres y Alcoholes S.A. (Etalsa)	Coligada	Prenda de las acciones de Etalsa S.A de propiedad de ENAP, en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2012.	Prenda comercial de acciones	2.087 acciones de Etalsa	MUS\$ 2.057	MUS\$4.288	MUS\$4.941			(*)	
Banco KfW	Petrosul S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Petrosul S.A de propiedad de ENAP, en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2012.	Prenda comercial de acciones	1.579 acciones de Petrosul S.A.	MUS\$ 2.054	MUS\$2.644	MUS\$2.923			(*)	

## 26. Contingencias y Restricciones

### c. Garantías indirectas

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de septiembre		Liberación de garantías					
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2006	2005	2006	Activos	2007 y siguientes	Activos		
Banco BNP Paribas	Productora de Diesel S.A.	Coligada	Productora de Diesel S.A. y BNP Paribas y otros bancos, suscribieron un contrato denominado Amended and Restated Commercial Bank Loan Agreement, sujeto a los términos y condiciones del Contrato de Crédito Comercial. Cada uno de los Acreedores se obligó a otorgar a la Sociedad Deudora uno o más préstamos en dólares de los Estados Unidos de América, por una cantidad total de capital de hasta US\$48.032.941,46 más reajustes, intereses pactados, intereses penales, comisiones, honorarios, costas, gastos, impuestos, derechos, cargos y recargos y otras obligaciones accesorias menos amortizaciones realizadas a la fecha. Con el objeto de garantizar el pago íntegro, efectivo y oportuno de las Obligaciones Garantizadas, ENAP constituyó prenda de los valores mobiliarios sobre las acciones de su propiedad emitidas por Productora de Diesel S.A.	Prenda comercial de acciones	2.219.987 acciones de Productora de Diesel S.A.	MUS\$ 942	MUS\$9.224	MUS\$8.504					(*)	
Productora de Diesel S.A.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. estipuladas en el Contrato de Procesamiento (PSA). La obligación nace una vez que se produzca la aceptación de la planta, ocurrido en marzo de 2005 y se extingue el año 2020.	Solidaria									(*)	
Compañía de Hidrógeno del Bio Bio S.A.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. estipuladas en el Contrato de Procesamiento (PSA). La obligación nace una vez que se produzca la aceptación de la planta (ocurrido en enero de 2005) y se extingue el año 2015.	Solidaria									(*)	
Energía Concón S.A.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. estipuladas en el Contrato de Procesamiento (PSA). La obligación nace una vez que se produzca la aceptación de la planta (estimada Octubre de 2008) y se extingue el año 2020.	Solidaria									(*)	
Banco BNP Paribas	Energía Concón S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Energía Concón S.A. de propiedad de ENAP, en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.	Prenda comercial de acciones	65.435 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$ 2.564	MUS\$28.185	MUS\$10.166					(*)	
Société Générale	Compañía de Hidrogeno del Bio Bio S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Compañía de Hidrogeno del Bio Bio S.A. de propiedad de ENAP Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2015	Prenda comercial de acciones	50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bio Bio S.A.	MUS\$ 355	MUS\$866	MUS\$923					(*)	

(\*) La liberación de estas garantías está asociada al cumplimiento de los contratos que le dan origen.

## 26. Contingencias y Restricciones

### c. Garantías indirectas Enap Refinerías S.A.

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de septiembre		Liberación de garantías				
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2006	2005	2006	Activos	2007 y siguientes	Activos	
Banco KfW	Petrosul S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Petrosul S.A de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2012 .	Prenda comercial de acciones	3.160 acciones de Petrosul S.A.	MUS\$4.111	MUS\$5.290	MUS\$5.849				(*)	3.160 acciones de Petrosul S.A.
Banco KfW	Eteres y Alcoholes S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Etalsa S.A de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2012.	Prenda comercial de acciones	2.087 acciones de Etalsa	MUS\$2.056	MUS\$4.288	MUS\$4.941				(*)	2.087 acciones de Etalsa
Banco BNP Paribas	Productora de Diesel S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Productora de Diesel S.A. de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2016.	Prenda comercial de acciones	7.769.953 acciones de Prodisa	MUS\$3.299	MUS\$32.285	MUS\$29.763				(*)	7.769.953 acciones de Prodisa
Banco BNP Paribas	Energía Concón S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Energía Concón S.A. de propiedad de ENAP Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.	Prenda comercial de acciones	117.782 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$ 4.616	MUS\$50.732	MUS\$18.298				(*)	117.782 acciones de Energía Concón S.A.
Société Générale	Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A. de propiedad de ENAP Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2015	Prenda comercial de acciones	50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.	MUS\$ 355	MUS\$866	MUS\$923				(*)	50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.

(\*) La liberación de estas garantías está asociada al cumplimiento de los contratos que le dan origen.

## 27. Cauciones obtenidas de terceros

En ENAP existen garantías menores recibidas por el giro normal del negocio.

Enap Sipetrol S.A. ha recibido de los distintos proveedores y contratistas, una serie de garantías por un importe total de aproximadamente MUS\$519.



## 28. Moneda Nacional y Extranjera

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos cuya reajustabilidad se encuentra expresada en dólares estadounidenses al 30 de septiembre de 2006 y 2005, se presentan en cuadros adjuntos.

## 28. Moneda Nacional y Extranjera Activos

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		30/09/2006	30/09/2005
Activos Circulantes			
DISPONIBLE	\$ NO REAJUSTABL	49.540	46.945
-	DÓLARES	8.247	21.127
-	\$ ARGENTINOS	1.126	745
DEPÓSITO A PLAZO	DÓLARES	20.565	14.503
-	\$ ARGENTINOS	649	0
VALORES NEGOCIABLES	\$ NO REAJUSTABL	5.586	0
DEUDORES POR VENTA	DÓLARES	171.328	115.770
-	\$ NO REAJUSTABL	504.299	448.518
DEUDORES VARIOS	\$ REAJUSTABLES	0	69
-	UF	0	28
-	\$ NO REAJUSTABL	30.105	31.392
-	\$ ARGENTINOS	5	18
-	DÓLARES	29.579	14.960
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	15.600	13.915
-	\$ NO REAJUSTABL	3.045	1.650
EXISTENCIAS	DÓLARES	971.538	862.323
-	\$ REAJUSTABLES	15.089	10.683
IMPUESTOS POR RECUPERAR	\$ NO REAJUSTABL	21.209	15.135
-	\$ REAJUSTABLES	74.622	23.113
-	DÓLARES	79.300	12.021
-	\$ ARGENTINOS	47	118
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	\$ NO REAJUSTABL	225	427
-	DÓLARES	30.997	21.515
-	\$ ARGENTINOS	12	0
IMPUESTOS DIFERIDOS	DÓLARES	15.230	18.377
-	\$ REAJUSTABLES	342	-
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	DÓLARES	27.390	67.046
-	UF	2.911	703
-	\$ NO REAJUSTABL	5.199	1.826
Activos Fijos			
ACTIVO FIJO NETO	DÓLARES	1.611.609	1.569.422
Otros Activos			
INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS	\$ REAJUSTABLES	2.275	38.170
-	DÓLARES	78.746	107.942
INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES	\$ REAJUSTABLES	7	8
-	DÓLARES	62.000	0
MENOR VALOR INVERSIONES	DÓLARES	3.751	4.310
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	10.410	10.794
IMPUESTOS DIFERIDOS LP	DÓLARES	17.091	0
OTROS	DÓLARES	58.455	85.154
-	UF	2.858	4.204
-	\$ REAJUSTABLES	1.105	0
-	\$ ARGENTINOS	3	20
-	\$ NO REAJUSTABL	0	650
DEUDORES DE LARGO PLAZO	\$ REAJUSTABLES	22.733	23.679
-	DÓLARES	417	293
Total Activos			
-	\$ NO REAJUSTABL	619.208	546.543
-	DÓLARES	3.212.253	2.939.472
-	\$ ARGENTINOS	1.842	901
-	\$ REAJUSTABLES	116.173	95.722
-	UF	5.769	4.935

**28. Moneda Nacional y Extranjera**  
**Pasivos Circulantes**

RUBRO	MONEDA	HASTA 90 DÍAS				90 DÍAS A 1 AÑO			
		30/09/2006		30/09/2005		30/09/2006		30/09/2005	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
OBLIGACIONES CON BCOS E INST. FINANC. L. P. PORCION C.P.	DÓLARES	5.725	5,42%	23.605	3,50%	17.733	5,42%	30.788	3,83%
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO CORTO PLAZO	DÓLARES	7.645	5,81%	7.645	5,81%	0	0	0	0
-	UF	0	0	0	0	0	0	0	0
OBLIGACIONES LARGO PLAZO CON VENCIMIENTO DENTRO DE UN AÑO	UF	0	0	197	7,19%	0	0	602	7,19%
-	DÓLARES	0	0	0	0	0	0	0	0
ACREEDORES VARIOS	DÓLARES	12.554	0	4.395	0	0	0	1.917	6,43%
-	\$ NO REAJUSTABL	1.649	0	1.497	0	0	0	0	0
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	331	0	1.153	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	0	0	0	0	1.459	16,11%	1.247	16,11%
-	DÓLARES	0	0	0	0	673	7,58%	618	7,58%
-	DÓLARES	0	0	0	0	905	10,01%	847	10,07%
-	DÓLARES	0	0	0	0	2.042	6,43%	5.587	3,94%
-	DÓLARES	0	0	0	0	6.835	4,27%	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	750	0	3.221	0	0	0	0	-
RETENCIONES	\$ REAJUSTABLES	21.324	0	70	0	0	0	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	11.911	0	5.990	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	9.008	0	4.795	0	0	0	0	0
-	\$ ARGENTINOS	90	0	30	0	0	0	0	0
INGRESOS PERCIBIDOS POR ADELANTADO	\$ NO REAJUSTABL	149	0	151	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	0	0	0	0	0	0	0	0
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	DÓLARES	30.670	0	64.657	1	0	0	0	0
IMPUESTO A LA RENTA	DÓLARES	91.276	0	8.232	0	0	0	0	0
OBLIGACIONES CON BCOS E INST. FINANC CP	DÓLARES	0	0	0	0	0	0	0	0
CUENTAS POR PAGAR	DÓLARES	828.391	0	608.367	0	0	0	49.648	0
-	\$ ARGENTINOS	85	0	0	0	0	0	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	28.643	0	42.296	0	0	0	488	0
DOCUMENTOS POR PAGAR	DÓLARES	258.256	5,68%	230.541	3,89%	187.779	5,56%	314	5,84%
PROVISIONES	DÓLARES	11.607	0	10.410	0	0	0	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	39.315	0	41.960	0	0	0	0	0
-	\$ ARGENTINOS	25	0	0	0	0	0	0	0
-	\$ REAJUSTABLES	2.866	0	1.358	0	0	0	281	0
OBLIGACIONES LP CON VENCIMIENTO DENTRO DE UN AÑO	UF	307	7,7%	0	-	952	7,7%	0	0
Total Pasivos Circulantes	DÓLARES	1.255.463	-	963.800	-	217.426	-	90.966	-

Rut : 92604000 - 6  
 Período : 01-01-2006 al 30-09-2006  
 Tipo de moneda : Miles de Dólares  
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 2 de 2  
 FECHA  
 IMPRESIÓN: 30-10-2006

<b>28. Moneda Nacional y Extranjera</b> <b>Pasivos Circulantes</b>
---

RUBRO	MONEDA	HASTA 90 DÍAS				90 DÍAS A 1 AÑO			
		30/09/2006		30/09/2005		30/09/2006		30/09/2005	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
-	UF	307	-	197	-	952	-	602	-
-	\$ NO REAJUSTABL	82.417	-	95.115	-	0	-	488	-
-	\$ REAJUSTABLES	24.190	-	1.428	-	0	-	281	-
-	\$ ARGENTINOS	200	-	30	-	0	-	0	-

**28. Moneda Nacional y Extranjera**  
**Pasivos largo plazo período actual 30/09/2006**

RUBRO	MONEDA	1 A 3 AÑOS		3 A 5 AÑOS		5 A 10 AÑOS		MÁS DE 10 AÑOS	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS	DÓLARES	26.625	5,42%	0	0	220.000	5,62%	0	0
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO LARGO PLAZO (BONOS)	UF	0	0	0	0	111.360	4,25%	0	0
-	DÓLARES	0	0	0	0	440.000	5,81%	0	0
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	DÓLARES	595	LIBOR 180 + 1,5%	433	LIBOR 180 + 1,5%	2.688	LIBOR 180 + 1,5%	0	LIBOR 180 + 1,5%
DCTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMP RELACIONADAS LP	DÓLARES	2.184	0	0	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	2.184	5,84%	0	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	1.646	7,58%	1.732	7,58%	4.158	7,58%	4.904	7,58%
-	DÓLARES	2.153	10,01%	2.256	10,01%	5.284	10,01%	6.319	10,01%
-	DÓLARES	4.493	6,43%	5.100	6,43%	15.337	6,43%	15.148	6,43%
-	DÓLARES	18.836	4,27%	19.997	4,27%	56.572	4,27%	16.605	4,27%
-	DÓLARES	3.981	16,11%	4.998	16,11%	7.788	16,11%	8.269	16,11%
PROVISIONES LARGO PLAZO	DÓLARES	178.871	0	142	0	355	0	5.724	0
-	\$ REAJUSTABLE	6.250	0	10.641	0	48.903	0	67.453	0
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	129	0	0	0	0	0	0	0
-	UF	3.418	3,70%	2.526	3,70%	9.059	3,70%	0	0
-	UF	416	7,70%	441	7,70%	676	7,70%	0	0
OTROS	DÓLARES	44.597	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivos a Largo Plazo									
-	DÓLARES	286.165	-	34.658	-	752.182	-	56.969	-
-	UF	3.963	-	2.967	-	121.095	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	6.250	-	10.641	-	48.903	-	67.453	-

**28. Moneda Nacional y Extranjera**  
**Pasivos largo plazo período anterior 30/09/2005**

RUBRO	MONEDA	1 A 3 AÑOS		3 A 5 AÑOS		5 A 10 AÑOS		MÁS DE 10 AÑOS	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS	DÓLARES	169.125	2,87%	100.000	3,83%	0	0	0	0
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO L. PLAZO	DÓLARES	0	0	0	0	447.840	6,75%	0	0
-	UF	0	0	0	0	100.970	4,25%	0	0
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	DÓLARES	648	0	432	5,04%	1.080	5,04%	1.772	5,04%
OTROS	DÓLARES	68.999	0	0	0	0	0	0	0
PROVISIONES LARGO PLAZO	\$ REAJUSTABLE	193.000	0	7.032	0	46.304	0	73.013	0
-	DÓLARES	17.969	0	0	0	0	0	30.817	0
IMPUESTO DIFERIDO LARGO PLAZO	DÓLARES	3.931	0	0	0	0	0	0	0
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	5.353	7,19%	2.766	7,19%	5.692	7,19%	3.601	7,19%
-	DÓLARES	4.218	6,43	4.787	6,43%	14.784	6,43%	18.331	6,43%
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	5.027	16,11%	3.942	16,11%	11.058	16,11%	10.901	16,11%
-	DÓLARES	1.264	7,58%	1.545	7,58%	3.810	7,58%	6.495	7,58%
-	DÓLARES	1.652	10,07%	2.041	10,07%	4.934	10,07%	8.289	10,07%
-	DÓLARES	19.089	3,94%	19.218	3,94%	57.199	3,94%	47.512	3,94%
-	DÓLARES	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivos a Largo Plazo									
-	DÓLARES	291.922	-	131.965	-	540.705	-	124.117	-
-	UF	5.353	-	2.766	-	106.662	-	3.601	-
-	\$ REAJUSTABLE	193.000	-	7.032	-	46.304	-	73.013	-

## 29. Sanciones

En el período terminado al 30 de septiembre de 2006 y 2005, la Empresa, sus directores o administradores no han recibido sanción alguna por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros, ni de otras autoridades administrativas.

## 30. Hechos Posteriores

Durante el período comprendido entre el 1 de octubre de 2006 y la fecha de emisión de estos estados financieros, no han ocurrido otros hechos posteriores que puedan afectar significativamente a los mismos.



## 31. Medio Ambiente

Durante el ejercicio terminado al 30 de septiembre de 2006, Enap y sus filiales han efectuado desembolsos relacionados con medio ambiente conforme se detalla en cuadros adjuntos:

<b>31. Medio Ambiente</b> <b>Desembolsos</b>
---

**ENAP**

	<b>2006</b> <b>MUS\$</b>
Desarrollo de Estudio de impacto ambiental, Declaración de impacto ambiental y estudios arqueológicos para Proyectos	708
Otros gastos proyectos medioambientales	<u>6</u>
Totales	<u><u>714</u></u>

**Enap Sipetrol S.A.**

	<b>2006</b> <b>MUS\$</b>
Inversiones medioambientales relacionadas con proyectos	723
Gasto operativo de unidad gestión ambiental	340
Gastos medio ambientales unidades operativas	<u>676</u>
Totales	<u><u>1.739</u></u>

**Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A.**

	<b>2006</b> <b>MUS\$</b>
Inversiones medioambientales relacionadas con proyectos	21
Gasto operativo de unidad gestión ambiental	10
Gastos medio ambientales unidades operativas	<u>19</u>
Totales	<u><u>50</u></u>

## 31. Medio Ambiente

### Desembolsos

#### ENAP REFINERIAS S.A.

	2006 MUS\$
<b>a) Inversiones relacionadas con proyectos:</b>	
Normalización Sistema Tratamiento de Efluentes	626
Producción Diesel bajo azufre	27.210
Nueva Unidad de Alquilación	129
Patio Almacenamiento Residuos sólidos y Productos Químicos	88
Desulfurización gasolina de Cracking	6.866
Mejora Sistema Tratamiento de Aguas Aceite	291
Recup. Gases Combustibles Alineados a Antorcha	13
Mitigación impacto ambiental por operación	190
Mejora condiciones ambientales	39
Control de emisiones	28
<b>Subtotal</b>	<u>35.480</u>
<b>b) Gastos operativos Unidad Medio Ambiental:</b>	
Unidad Medio Ambiente	1.386
Disposición residuos y otros similares	812
<b>Subtotal</b>	<u>2.198</u>
<b>c) Gastos medio ambientales unidades operativas:</b>	
Planta de azufre	418
Planta Desulfurización de Gasolina	2.906
Planta Desulfurización de Diesel	2.462
Planta de ácido	14.371
Desorbedor de aguas ácidas (SWS)	506
Tratamientos efluentes	390
<b>Subtotal</b>	<u>21.053</u>
<b>TOTAL</b>	<u><u>58.731</u></u>

## 32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

ENAP y su filial Enap Sipetrol S.A. tienen vigente varios contratos de explotación y exploración dentro del marco de sus actividades en Chile y el exterior, los que se detallan a continuación:

a. Explotación

El detalle de los proyectos de explotación de Enap Sipetrol S.A. es el siguiente:

Proyecto	País	Operador	2006 %	2005 %
Area Magallanes Campamento Central	Argentina	Sipetrol Argentina S.A. (a)	50,00	50,00
Cañadón Perdido	Argentina	Repsol - YPF (b)	50,00	50,00
Pampa el Castillo	Argentina	Sipetrol Argentina S.A. (c)	100,00	100,00
Cam 2A Sur	Argentina	Sipetrol Argentina S.A. (d)	50,00	50,00
Caguán Río Ceibas	Colombia	Petrobras Internacional S.A. Braspetro (e)	0,00	27,27
Dindal	Colombia	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Colombia (f)	00,00	90,60
Río Seco	Colombia	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Colombia (f)	00,00	90,60
North Bahariya	Egipto	NORPETCO (Joint Venture Company) (g)	50,00	50,00
El Diyur	Egipto	DIPETCO (Joint Venture Company) (h)	41,00	0,00
Paraiso, Biguno, Huachito	Ecuador	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador (i)	-	-
Mauro, Davalos, Cordero	Ecuador	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador (i)	-	-

(a) Area Magallanes se encuentra ubicada en Argentina y el operador es Sipetrol Argentina S.A. y el porcentaje de participación en esta área es de un 50%, para el 2005 y 2006.

Con fecha 4 de enero de 1991, Sipetrol Argentina S.A. y Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos en Area Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina.

Enap Sipetrol S.A. como operador de este contrato, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área y en la actualidad participa del 50% de los ingresos netos de la operación de esta UTE.

(b) Campamento Central - Cañadón Perdido, ubicado en Argentina con operador Repsol - YPF y el porcentaje de participación en esta área es de un 50%, para el 2005 y 2006.

Correspondiente al área de la Cuenca Golfo San Jorge Campamento Central -Cañadón Perdido, que se rige por la Ley N°24.145 y sus normas complementarias y reglamentarias. Enap Sipetrol S.A. participa en asociación con Repsol YPF ambos con un 50%, siendo el último quien realiza las labores de operador. Este campo actualmente en producción se encuentra ubicado en la ciudad de Comodoro Rivadavia, en la provincia de Chubut, Argentina.

(c) Pampa del Castillo, ubicado en Argentina con operador Sipetrol Argentina S.A. y el porcentaje de participación en esta área es de un 100%, para el 2005 y 2006.

Con fecha 25 de septiembre de 2001, Pecom Energía S.A. cedió a Sipetrol Argentina S.A. el 100% de los derechos de la concesión de explotación del área hidrocarburífera denominada Pampa del Castillo - La Guitarra, localizada en la provincia de Chubut, Argentina. El valor de la cesión ascendió a MUS\$97.000.

(d) CAM 2A Sur, ubicado en Argentina con operador Sipetrol Argentina S.A. y el porcentaje de participación en esta área es de un 50%, para el 2005 y 2006.

Mediante decisión administrativa N°14 del 29 de Enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF y Sipetrol Argentina S.A. el permiso de exploración sobre el Area

## 32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

CAM 2A SUR. Con fecha 7 de Octubre de 2002, Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de definir el alcance y extensión de los respectivos derechos y obligaciones de las partes con relación a las operaciones de exploración y eventual concesión de explotación de hidrocarburos en el Area de Exploración CAM 2A SUR (Cuenca Austral Marina 2A Sur) ubicada en las Provincias de Tierra del Fuego, Antártica e Islas del Atlántico Sur y Santa Cruz, Argentina. Sipetrol como operador de este contrato, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área, como asimismo, efectuar la inversión necesaria para el proyecto. El porcentaje de participación de Sipetrol Argentina es de 50%.

(e) Caguán Río Ceibas, ubicado en Colombia con operador Petrobras Internacional S.A. Braspetro y el porcentaje de participación en esta área es de un 27,27%, para el 2005 y 0% el 2006.

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 1 de Abril de 2006, este campo fue transferido a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

(f) Dindal y Río Seco, ubicado en Colombia con operador Enap Sipetrol S.A. Sucursal Colombia y a partir de Abril 2006 el operador es Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A. siendo el porcentaje de participación en esta área es de un 90,60%, para el 2005 y 0% el 2006.

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 1 de Abril de 2006, este campo fue transferido a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

(g) North Bahariya, ubicado en Egipto con operador Norpetco y el porcentaje de participación en esta área es de un 50%, para el 2005 y 2006.

Con fecha 1º de junio de 2004 se aprobó el "plan de desarrollo", lo que significó que con fecha 1º de septiembre se diera inicio a la producción, dando paso a la fase de explotación. Mediante un "Concession Agreement" se creó la compañía operadora Norpetco, 50% propiedad de Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) y el 50% restante del consorcio Sipetrol, IPR e INA.

(h) El Diyur, ubicado en Egipto con operador Dipetco y el porcentaje de participación en esta área es de un 41%, para el 2006.

Con fecha 6 de julio de 2005 se aprobó el "plan de desarrollo", lo que significó que con fecha 15 de agosto de 2005 se diera inicio a la producción, dando paso a la fase de explotación. Mediante un Concession Agreement se creó la compañía operadora DIPETCO, 50% propiedad de Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) y el 50% restante del consorcio APACHE, Sipetrol e IPR.

Este proyecto se encontraba en fase exploratoria durante 2005.

(i) Paraíso, Biguno, Huachito (PBH) y Mauro Dávalos Cordero (MDC), ubicado en Ecuador con operador Enap Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador y sin porcentaje de participación por ser contrato de servicios.

Con fecha 7 de octubre de 2002, se firmó un contrato con la Empresa de Petróleos del Ecuador - PetroEcuador y su filial la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador - Petroproducción, para explotar y desarrollar los campos Paraíso, Biguno, Huachito (PBH) y Mauro Dávalos Cordero (MDC), ubicados en la cuenca oriente del Ecuador. Por medio de este contrato de Servicios Específicos, la Sociedad se comprometió a realizar inversiones para el desarrollo de los campos. A la vez, adquirió el derecho de explotación y operación, asumiendo el 100% de los costos de operación y administración de los campos.

Con fecha 08 de agosto de 2006, se suscribió un contrato modificatorio al contrato del campo MDC, celebrado con PETROECUADOR, mediante el cual ENAP SIPEC se comprometió a ampliar el programa de inversiones que contempla la perforación de 7 pozos y ampliar la facilidad de producción. Con estos nuevos pozos se certificarán reservas adicionales que permitirán incrementar las reservas actuales de 31.6 a 57.0 millones de bbl de petróleo crudo.

## 32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

### b. Exploración

El detalle de los proyectos de exploración de Enap Sipetrol S.A. es el siguiente:

Proyecto	País	Operador	Porcentaje de Participación Enap Sipetrol	
			2006 %	2005 %
Cam 3	Argentina	Sipetrol Argentina S.A. (a)	33,33	50,00
Cam 1	Argentina	Sipetrol Argentina S.A. (a)	33,33	50,00
La Invernada	Argentina	Wintershall Energía S.A. (b)	50,00	-
Huila Norte	Colombia	Sipetrol S.A. (c)	-	54,00
Altamizal	Colombia	Sipetrol S.A. (d)	-	54,00
Acevedo	Colombia	Sipetrol S.A. (e)	-	30,00
Doima	Colombia	Hocol S.A. (f)	-	50,00
Tafura	Colombia	Braspetro (g)	-	50,00
East Rast Qattara	Egipto	Sipetrol International S.A. (h)	50,50	50,50
El Diyur	Egipto	Apache El Diyur Corporation (i)	-	41,00
Bloque Mehr	Irán	OMV(Irán)Onshore Exploration GmgH (j)	33,00	33,00
Bloque 35	Yemen	Oil Search (k)	37,50	30,00
Bseal- 3	Brasil	Sipetrol Brasil Ltda. (l)	-	-
Bpot - 3	Brasil	Tecpetrol do Brasil Ltda. (l)	-	-
Bseal- 4	Brasil	Devon Energy do Brasil Ltda.(l)	-	-

(a) CAM 3 y Cam 1 se encuentra ubicada en Argentina, el operador es Sipetrol Argentina S.A. y el porcentaje de participación en esta área es de un 33,33%, para el 2006 y un 50% para el 2005.

El área CAM-1 (Cuenca Austral Marina 1) fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF S.A., por la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quien aceptó la oferta realizada por las empresas durante el Concurso Público Internacional convocado para esta licitación.

El área CAM-1 se encuentra ubicada en el océano Atlántico en la zona austral de Argentina y es contigua a otras concesiones donde actualmente Sipetrol Argentina S.A. explora y produce hidrocarburos (Área Magallanes, CAM 2A Sur y CAM 3). Esta zona está ubicada en la boca oriental del Estrecho de Magallanes.

Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF han conformado una Unión Transitoria de Empresas (UTE) (con una participación de 50% de la propiedad cada empresa), destinado a realizar exploraciones de hidrocarburos en esta área y proceder a su explotación comercial en caso de que las exploraciones sean exitosas, siendo Sipetrol Argentina S.A. la compañía operadora.

Durante el mes de octubre de 2005 la Compañía recibió una comunicación de la Secretaría de Energía, mediante la cual comunica a Sipetrol Argentina S.A. que el área de explotación CAM-1 sería registrada a nombre ENARSA (empresa propiedad del Estado Nacional). Esto último sustentado en el hecho que el área había sido adjudicada a Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. durante el año 2003 por la Secretaría de Energía, pero que se encontraba pendiente la Decisión Administrativa del Poder Ejecutivo Nacional que la aprobara.

En función de lo antes descrito, la Sociedad, junto a YPF S.A. y ENARSA, iniciaron una serie de conversaciones con el fin de llegar a un acuerdo entre las partes, para la continuidad de la explotación del área. Con fecha 6 de febrero de 2006, se firmó un Acta de Acuerdo para constituir un nuevo Consorcio.

Con fecha 25 de septiembre de 2006, se suscribió un convenio de asociación entre ENARSA, ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. e YPF S.A. mediante el cual las partes acuerdan suscribir un contrato de UTE en un plazo no mayor a 60 días. ENARSA, como titular del área CAM 1 aporta este bloque y ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3.

Los porcentajes de participación de estas compañías serán de un 33.33% cada una.

(b) La Invernada ubicada en Argentina con el operador Winthershall Energía S.A. y el porcentaje de participación en esta área es de un 50%, para el 2006.

Bloque licitado por la Dirección de Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén el

## 32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

9 de junio de 2003 y adjudicado a Wintershall Energía S.A. (WIAR) con fecha efectiva 29 de octubre del 2003. El contrato de exploración se firmó entre WIAR y la Dirección de Hidrocarburos el día 11 de noviembre de 2003. La Sociedad, luego de evaluar el potencial exploratorio de este bloque, suscribió con WIAR un Joint Study and Bidding Agreement, para obtener una opción de entrada por un 50% de participación en condiciones ground floor. Con fecha 21 de diciembre de 2004 mediante Decreto de la Provincia de Neuquén 2949, se aprobó la cesión del 50% de la participación de Wintershall Energía S.A. en el Contrato y Permiso de Exploración a favor de Sipetrol Argentina S.A.

Con fecha 29 de marzo de 2005 se celebró el Contrato de Unión Transitoria de Empresas el cual se encuentra inscripto ante la Inspección General de Justicia bajo el N° 74, Libro 01 de fecha 10 de Mayo de 2005.

(c) Huila Norte ubicada en Colombia, el operador es Enap Sipetrol S.A. Sucursal Colombia y a partir de Abril 2006 el operador es Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A. siendo el porcentaje de participación en esta área de un 54%, para el 2005 y 0% el 2006.

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 10 de abril de 2006, este campo fue transferido a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

(d) Altamizal ubicada en Colombia, el operador es Enap Sipetrol S.A. Sucursal Colombia y a partir de Abril 2006 el operador es Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A. siendo el porcentaje de participación en esta área de un 54%, para el 2005 y 0% el 2006.

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 10 de abril de 2006, este campo fue transferido a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

(e) Acevedo ubicada en Colombia, el operador es Enap Sipetrol S.A. Sucursal Colombia y a partir de Abril 2006 el operador es Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A. siendo el porcentaje de participación en esta área de un 30%, para el 2005 y 0% el 2006.

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 10 de abril de 2006, este campo fue transferido a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

(f) Doima ubicada en Colombia, el operador es Hocol S.A. y el porcentaje de participación en esta área es de un 50%, para el 2005 y 0% el 2006.

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 10 de abril de 2006, este campo fue transferido a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

(g) Tafura ubicada en Colombia, el operador es Braspetro y el porcentaje de participación en esta área es de un 50%, para el 2005 y 0% el 2006.

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 1 de Abril de 2006, este campo fue transferido a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

(h) East Rast Qattara ubicada en Egipto con el operador Sipetrol Internacional S.A. y el porcentaje de participación en esta área es de un 50,50%, para el 2005 y 2006.

En el marco del proceso de licitación para el año 2002, abierto por la Compañía General Petrolera Egipcia (EGPC) para presentar ofertas para diversos bloques en el Western Desert, la filial Sipetrol Internacional S.A., en conjunto con la empresa australiana Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el Bloque East Ras Qattara.

El contrato definitivo (contrato de concesión), se firmó el 30 de marzo de 2004 ante el ministerio de petróleo egipcio, con una participación de Sipetrol Internacional S.A., sucursal Egipto, 50,5% (operador) y de Oil Search Ltd., 49,5%.

(i) EL Diyur ubicada en Egipto con el operador Apache El Diyur Corporation y el

## 32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

porcentaje de participación en esta área es de un 41%, para el 2005 y 2006.

Con fecha 19 de febrero de 2003, el Ministro del Petróleo egipcio autorizó la transferencia de la participación del 41% en el área El Diyur, Western Desert, Egipto efectuada por IPR Transoil Corporation en favor de Sipetrol.

El primer período exploratorio expiró el 5 de noviembre de 2003 y el Consorcio decidió pasar al segundo período previa modificación de las participaciones en el consorcio. Una vez comunicada a EGPC la decisión del Consorcio de acceder al segundo período exploratorio de dos años, IPR disminuyó su participación de un 59% a 12,5% por cesión de parte de sus derechos a la empresa Apache El Diyur Corporation Ldc. lo que se materializó el 8 de marzo del 2004. A su vez, se acordó ceder la operación a Apache. Por lo tanto, las participaciones actuales son: Apache 46,5% (operador), Sipetrol 41% y IPR 12,5%.

Este proyecto actualmente se encuentra en explotación.

(j) Bloque Mehr ubicado en Irán con el operador OMV (Irán) Onshore Exploration GmgH y el porcentaje de participación en esta área es de un 33%, para el 2005 y 2006.

Enap Sipetrol S.A. posee el 33% de participación en el Bloque Mehr en sociedad con Repsol YPF y OMV, siendo este último su operador. El bloque se localiza en una de las provincias con mayor reservas de petróleo del mundo, adyacente al gigantesco campo Arwaz. Desde la obtención de la concesión en el 2001, el bloque se encuentra en su etapa de exploración.

Este descubrimiento se encuentra en proceso de negociación con la NIOC para declarar su comercialidad.

Con fecha 26 de septiembre de 2006, se recibió una oferta de una compañía interesada en adquirir el porcentaje de participación que actualmente posee ENAP SIPETROL S.A. en este bloque. El proceso de negociación se encuentra avanzado, encontrándonos próximos al cierre de un acuerdo.

(k) Bloque 35 - ubicado en Yemen con el operador Oil Search y el porcentaje de participación en esta área es de un 37,50%, para el 2005 y 2006

El Parlamento yemení, ratificó el Purchase and Sales Agreement (PSA) y la asignación del Bloque 35 a Oil Search Ltd. y SABA, siendo firmada la respectiva ley el día 29 de marzo de 2003 por parte de ese gobierno, con lo cual queda definida la fecha efectiva del Contrato de exploración del bloque.

Tras la finalización en el proceso de negociación para el acuerdo de cesión entre la filial Sipetrol International S.A. y la empresa australiana Oil Search Ltd., ésta última cedió a Sipetrol International S.A. una participación del 30% en el Bloque 35, Hood Area, en el Hadramaut Governatore, República de Yemen.

El 30 de noviembre de 2005, Sipetrol Internacional S.A. y la empresa canadiense Virgin Resources Limited, suscribieron un Sale and Purchase Agreement por el cual Sipetrol Internacional S.A. se comprometió a ceder el 100% de su participación en el Bloque 35.

Dicha venta se perfeccionará una vez obtenida la aprobación final del gobierno de Yemen (conforme al Production Sharing Agreement) a través de su Ministerio de Minerales y Petróleo. Igualmente se requerían las autorizaciones de los socios del Consorcio (conforme lo exige el Joint Operation Agreement), las cuales ya se obtuvieron.

(l) Bseal - 3, Bpot - 3 y Bseal - 4 ubicado en Brasil con los operadores Sipetrol Brasil Ltda., Tecpetrol do Brasil Ltda. y Devon Energy do Brasil Ltda. respectivamente y sin participación para el 2005 y 2006.

En relación al bloque Bseal 3 Sipetrol Brasil Ltda. celebró en el mes de agosto junto a los socios Petrobrás y Tecpetrol un OCM para resolver temas pendientes y poder dar curso a la extinción del acuerdo entre los socios (JOA) dentro del año 2006. Actualmente, se encuentra pendiente la firma del Acta por parte de Tecpetrol, por modificaciones efectuadas por Petrobrás.

En lo que respecta a Bseal 4 (consorcio operado por Devon), se procedió a dar término a esta concesión y se extinguió el correspondiente JOA, con lo cual no existen asuntos ni obligaciones pendientes entre las partes.

En cuanto a Bpot 3, cuyo operador es Tecpetrol, en el OCM celebrado en el mes de agosto, se definieron los pasos a seguir para dar término a la concesión.



## 32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

### c. Oleoductos

-----

Proyecto	País	Operador	Porcentaje de participación Enap Sipetrol S.A.	
			2006	2005
Oleoducto Alto Magdalena	Colombia	Hocol S.A.	-	1,20
Oleoducto de Colombia	Colombia	Triton S.A.	-	1,00

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 1 de Abril de 2006, estos oleoductos al igual que los demás activos de la Sucursal Colombia fueron transferidos a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

## ANÁLISIS RAZONADO

### ANALISIS RAZONADO EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO Y FILIALES

Los principales rubros de activos y pasivos al 30 de septiembre de 2006 y 2005 son los siguientes:

	30/09/2006	30/09/2005
	MMUS\$	MMUS\$
Activo Circulante	2.083,8	1.742,9
Activo Fijo Neto	1.611,6	1.569,4
Otros Activos	259,8	275,2
Total Activos	3.955,2	3.587,6

	30/09/2006	30/09/2005
	MMUS\$	MMUS\$
Pasivo Circulante	1.580,9	1.152,9
Pasivo Largo Plazo	1.391,2	1.526,4
Total Pasivo Exigible	2.972,1	2.679,3

Interés Minoritario	0,3	0,4
Patrimonio	982,8	907,9
Total Pasivos y Patrimonio	3.955,2	3.587,6

#### Activos

Los activos totales se incrementaron de US\$3.588 millones en septiembre de 2005 a US\$3.955 millones a igual fecha de 2006, lo que representa un aumento de un 10,2%, que se explica principalmente por el incremento de un 19,6%, equivalente a US\$341 millones, de los activos circulantes, y en menor medida por un aumento de 2,7% (US\$42 millones) en el activo fijo. Dichos incrementos fueron sólo parcialmente compensados por una reducción de US\$15 millones (5,6%) en los otros activos.

El aumento en los activos circulantes es resultado principalmente del incremento de US\$125 millones en impuestos por recuperar originado principalmente por el mayor remanente de crédito fiscal IVA y al crédito neto generado por la Ley N°20.063 del Fondo de Estabilización de Precios de Petróleo, la cual a diferencia del año anterior, acumula en una cuenta corriente los créditos e impuestos establecidos por dicha Ley. Si bien la Ley N° 20.063 tenía vigencia sólo hasta el 30 de junio de 2006, la promulgación de la Ley N° 20.115, prorroga la vigencia del mecanismo de estabilización de precios de los combustibles derivados del petróleo que estableció la Ley N° 20.063, hasta el 30 de junio de 2007.

El monto de existencias se incrementó en US\$114 millones, pasando de US\$873 millones en septiembre de 2005 a US\$986 millones a igual fecha de 2006, lo que se explica en parte por los mayores precios unitarios promedio de compra y de producción de crudos y productos, mayores en un 4,1% y un 10,6%, respectivamente. Este incremento fue sólo parcialmente compensado por la disminución volumétrica de un 8,7% de los inventarios de productos en comparación con los de septiembre de 2005. A contar del mes de agosto de 2006 se ha producido una baja significativa de los precios internacionales de los hidrocarburos, esto ha llevado a tener que valorizar las existencias al menor valor entre el costo de adquisición o de producción, versus el de realización, lo que significó reconocer un menor valor de las existencias de productos terminados ascendente a US\$35 millones con cargo a los resultados operacionales del mes de septiembre.

Además se presenta un incremento de US\$111 millones en los deudores por venta, que se explican tanto por los mayores precios de productos registrados como por los mayores volúmenes vendidos en los primeros nueve meses de 2006, comparado con igual período de 2005. Hubo incrementos de US\$13 millones en deudores varios, de US\$9 millones en gastos pagados por anticipado y de US\$7 millones y US\$6 millones en depósitos a plazo y valores negociables, respectivamente. Estos aumentos en circulantes fueron sólo parcialmente compensados por reducciones de US\$34 millones en otros activos circulantes, de US\$10 millones en el disponible y de US\$3 millones en impuestos diferidos.

El mayor activo fijo por US\$42 millones se explica principalmente por mayores construcciones y obras de infraestructura por US\$125 millones que representan un incremento de 3,3% que fue sólo parcialmente compensado por US\$90 millones de mayor depreciación.

Por otra parte, los otros activos se redujeron en un 5,6% pasando de US\$275 millones a septiembre de 2005 a US\$260 millones a igual fecha de 2006.

## ANÁLISIS RAZONADO

### Pasivos

El total de pasivos exigibles se incrementó en un 10,9%, pasando de US\$2.679 millones en septiembre de 2005 a US\$2.972 millones a igual fecha de 2006. Dicho aumento se explica principalmente por los mayores pasivos circulantes que se incrementaron en un 37,1% (US\$428 millones) que fueron parcialmente compensados por la reducción de 8,9% (US\$135 millones) en pasivos de largo plazo.

El aumento en los pasivos circulantes por un monto total de US\$428 millones, tiene su origen en el incremento en los documentos por pagar por US\$215 millones y en las cuentas por pagar por US\$156 millones, que se utilizaron para financiar el mayor capital de trabajo necesario debido a los mayores precios de crudos y productos y los mayores inventarios necesarios durante los nueve primeros meses del año. Además se incrementó el impuesto a la renta por US\$83 millones, debido principalmente por la distribución de dividendos de empresas filiales a ENAP. Por otro lado, las obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo-porción corto plazo se redujeron en un monto de US\$31 millones (equivalente a un 57%) y los otros pasivos circulantes tuvieron una reducción de US\$ 34 millones.

Por otra parte, la baja en los precios internacionales de los hidrocarburos ha significado que los saldos al 30 de septiembre de 2006, comparados con los de 30 de junio de 2006 presenten una baja en los rubros de deudores por venta y existencias del activo circulante y en la misma proporción de las cuentas por pagar y documentos por pagar a proveedores de crudo y productos del pasivo circulante.

Los pasivos a largo plazo se redujeron en US\$135 millones (8,9%), pasando de US\$1.526 millones al 30 de septiembre de 2005 a US\$1.391 millones a igual fecha del presente año. La principal reducción en el pasivo de largo plazo está dada por las menores provisiones de largo plazo por US\$51 millones, los menores acreedores varios largo plazo por US\$43 millones, la reducción en los otros pasivos a largo plazo por US\$24 millones y la reducción en las obligaciones con bancos e instituciones financieras por US\$22 millones, debida principalmente al pago de una amortización de un crédito sindicado en el mes de septiembre por US\$30 millones.

El patrimonio mostró, un incremento de 8,2% entre septiembre de 2005 y septiembre de 2006, pasando de US\$908 millones a US\$983 millones entre un período y otro. Este aumento está explicado principalmente por las capitalizaciones realizadas que llevaron a un incremento en el capital pagado de US\$85 millones (10,8%) entre un período y otro, además de la mayores utilidades acumuladas por US\$42 millones, que fueron parcialmente compensadas por la menor utilidad del ejercicio que pasó de US\$148 millones a septiembre de 2005 a US\$95 millones a igual periodo de 2006.

### INDICADORES DE LIQUIDEZ, ENDEUDAMIENTO Y ACTIVIDAD

Los principales indicadores financieros del balance consolidado relativos a liquidez y endeudamiento son los siguientes:

	30/09/2006	30/09/2005
Liquidez		
Liquidez corriente	1,32	1,51
Razón ácida (1)	0,67	0,74
Endeudamiento		
Deuda Corto Plazo/Deuda Total (%)	53,2%	43,0%
Deuda Largo Plazo/Deuda Total (%)	46,8%	57,0%
Razón de endeudamiento	3,02	2,95
Cobertura gastos financieros (2)	5,57	7,88
Actividad		
Total Activos (MMUS\$)	3.955	3.588
Rotación de inventarios (3)	6,01	5,74
Permanencia de inventarios	44,94	47,01

(1) Corresponde al total de activos circulantes, menos las existencias y menos los gastos pagados por anticipado, dividido por el pasivo circulante.

(2) La cobertura de gastos financieros se calcula como R.A.I.I.D.A.I.E sobre el total de gastos financieros.

(3) El indicador de rotación de inventarios se muestra con cifras de cuentas por cobrar para tres trimestres y no está anualizado.

## ANÁLISIS RAZONADO

El índice de liquidez se redujo, pasando de 1,51 veces el 30 de septiembre de 2005 a 1,32 veces en septiembre de 2006, reflejando principalmente un mayor incremento en pasivos circulantes que el incremento en activos circulantes. Caso similar ocurre con la razón ácida que pasa de 0,74 en 2005 a 0,67 en 2006.

El índice de endeudamiento fue de 3,02 en septiembre de 2006, relación superior a los 2,95 de septiembre de 2005 debido principalmente a que, a pesar del incremento en el patrimonio, el aumento en pasivos fue mayor, particularmente en el caso del pasivo circulante.

En cuanto, a la exigibilidad de la deuda, ésta se presenta en un 53,0% en el corto plazo y un 47,0% en el largo plazo, ponderaciones prácticamente invertidas con respecto a aquéllas de igual período del año 2005. Esto, nuevamente reflejando el fuerte incremento en pasivos circulantes relacionado con financiamiento de capital de trabajo.

La más baja cobertura de gastos financieros, que pasó de 7,88 veces en septiembre de 2005 a 5,57 veces en igual fecha de 2006, se debe en parte a que los gastos financieros se incrementaron en un 19% entre un período y otro, pasando de US\$65 millones en septiembre de 2005 a US\$77 millones en igual período de 2006, pero principalmente a la caída en el resultado antes de impuestos, intereses, depreciaciones y amortizaciones (R.A.I.I.D.A.I.E.) que disminuyó en un 16% (por un monto de US\$82 millones) debido a la caída en el resultado antes de impuesto por el menor resultado operacional.

### ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS

	30/09/2006	30/09/2005
	MMUS\$	MMUS\$
Resultado Operacional	242,9	358,2
Gastos Financieros	77,1	64,8
Resultado no Operacional	-56,5	-50,9
R.A.I.I.D.A.I.E.	429,1	510,6
Utilidad después del 17% de impuestos	132,0	232,9
Utilidad después de impuestos	94,8	148,0
Rentabilidad (1)		
Rentabilidad del Patrimonio	9,97%	17,77%
Rentabilidad del Activo	2,49%	4,52%
Rendimiento Activos Operacionales*	7,89%	13,46%

\*Activos operacionales = Activos totales - otros activos fijos - otros activos circulantes - impuestos diferidos - depósitos a plazo.

(1) Los indicadores de rentabilidad sobre patrimonio y activos promedio muestran la utilidad para tres trimestres sin anualizar.

### Resultado Operacional

El resultado operacional consolidado muestra una reducción de un 32,2% entre septiembre de 2005 y septiembre de 2006 pasando de US\$358 millones en los primeros nueve meses de 2005 a US\$243 millones en igual período de 2006. Esta reducción de US\$115 millones del resultado operacional se explica por menores ingresos por ventas y márgenes de refinación debido a la caída en los precios internacionales de los hidrocarburos durante el trimestre junio a septiembre de 2006. En este período el negocio de refinación de ENAP, se ha visto fuertemente afectado por la baja persistente en los precios de ventas de los productos, lo que ha generado finalmente márgenes negativos de venta en el mes de Septiembre. Por otra parte, los gastos de administración y ventas se incrementaron en US\$7 millones entre un período y otro.

### Resultado No Operacional

El resultado no operacional, representó una pérdida de US\$57 millones a septiembre de 2006, comparada con una pérdida de US\$51 millones en igual período de 2005. Este incremento en la pérdida no operacional de 11,2% (US\$6 millones) está explicado principalmente por un incremento de US\$12 millones en los gastos

## ANÁLISIS RAZONADO

financieros y un incremento de US\$7 millones en la pérdida por diferencia de cambio, que fueron sólo parcialmente compensados por un incremento de US\$13 millones en los otros ingresos fuera de la explotación y mayores ingresos financieros por US\$2 millones.

### Utilidad del Período

La utilidad de los primeros nueve meses de 2006, descontado el impuesto a la renta de primera categoría (17%) alcanzó a los US\$132 millones al 30 de septiembre de 2006, cifra que es inferior en un 43,3% a los US\$233 millones registrados a igual período de 2005. La utilidad neta, descontado el 40% de impuesto del D.L. 2.398, fue de US\$95 millones a septiembre de 2006, mientras que a igual período de 2005 ésta fue de US\$148 millones, lo que representa una caída de un 35,9% en el período. Esta menor utilidad neta se explica principalmente por el menor resultado operacional impulsado por la caída en el margen de explotación y en menor medida por la mayor pérdida no operacional, en comparación con septiembre 2005.

### Diferencia entre valores económicos y de libros de los activos

Al 30 de septiembre de 2006, no se aprecian diferencias significativas entre los valores económicos y de libros de los principales activos de la Empresa. Sin embargo es importante destacar que de acuerdo con las normas de la Superintendencia de Valores y Seguros, las inversiones en empresas filiales y coligadas, se valorizan según el método de valor proporcional del patrimonio de las respectivas empresas.

### Situación de mercado

Al finalizar el tercer trimestre de 2006, el precio del petróleo crudo marcador internacional West Texas Intermediate (WTI) vio frenada su tendencia alcista que había elevado los precios promedios mensuales desde US\$ 65,5 por barril en enero hasta un máximo de US\$ 74,4 por barril en julio. Las tensiones geopolíticas fueron las causas predominantes que motivaron el alza en este período, las que se derivaron entre otros, del reinicio del programa nuclear en Irán, de los atentados y detenciones en las instalaciones petroleras en Nigeria, y del conflicto militar entre Israel y la milicia Hezbolá en el Líbano. Estos factores introdujeron una importante dosis de nerviosismo al mercado ante el temor de una eventual interrupción en el abastecimiento de crudo principalmente del medio oriente, lo cual empujó los precios a los altos niveles alcanzados especialmente durante el mes de julio. No obstante, a partir del mes de agosto, el mercado vio reducidas sus aprehensiones como resultado del cese de las hostilidades en el sur del Líbano y la no aplicación de sanciones a Irán por parte de la ONU, las que podrían haber interrumpido sus exportaciones de crudo. La consecuente reducción en el riesgo político en la zona del medio oriente tranquilizó a los mercados, lo cual se reflejó en una abrupta caída en las cotizaciones de septiembre, las que promediaron US\$ 63,7 por barril, el nivel más bajo del último semestre. Así, y cumplidos los primeros nueve meses del año, el WTI registra un precio promedio de US\$ 68,0 por barril, mayor en 23% al de igual período del 2005 (US\$ 55,3 por barril).

Por su parte, los precios internacionales de los productos siguieron una tendencia similar a la del crudo. En los primeros meses del año las caídas en los niveles de inventarios y la entrada en mantención de varias refinerías en EEUU generaron una inmediata reacción al alza en los precios. Posteriormente, la recuperación en los stocks y la flexibilización en la aplicación de la norma que establecía la eliminación del MTBE en la producción de gasolinas en EEUU lograron suavizar transitoriamente la tendencia alcista en los precios, apreciándose una baja en las cotizaciones especialmente durante mayo. A partir del mes de junio, el inicio de la temporada de huracanes en la zona de la costa del Golfo de México y la falta de holgura en las refinerías europeas para abastecer eventuales aumentos en las exportaciones hacia EEUU, especialmente de gasolinas, elevaron nuevamente los precios de los productos. No obstante, al igual que lo sucedido con los crudos, esta alza se revirtió en los meses posteriores conforme fueron diluyéndose los temores respecto a factores climáticos y geopolíticos que podían poner en riesgo el abastecimiento de los mercados. De esta forma, a septiembre de 2006 los precios promedio de los productos en la costa del Golfo de México fueron de US\$ 81,6 por barril para las gasolinas y de US\$ 84,2 por barril para el diesel, comparado con promedios de US\$ 67,1 y US\$ 65,6 por barril, respectivamente para igual período de 2005.

La demanda por productos refinados en el mercado nacional se estima en 11,0 millones de m3, lo que significaría un incremento de 2,2% respecto de igual período 2005.

## ANÁLISIS RAZONADO

### Flujos de efectivo

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado en cada ejercicio, son los siguientes:

	30/09/2006	30/09/2005
	MMUS\$	MMUS\$
Flujo neto originado por actividad de la operación	227,6	173,3
Flujo neto originado por actividades de financiamiento	-89,7	79,8
Flujo neto originado por actividades de inversión	-131,5	-110,2
Flujo neto del período	6,4	-16,6

El flujo originado por actividades de la operación por US\$228 millones fue superior al flujo de los primeros nueve meses de 2005 (US\$173 millones) y se explica principalmente por las mayores recaudaciones de deudores por ventas, debido a los mayores niveles de ventas del período 2006 en comparación al 2005.

El flujo final neto del período de US\$6 millones se explica principalmente por el flujo neto originado por actividades de la operación que no alcanzó a ser totalmente compensado por los flujos negativos de las actividades de financiamiento, por US\$90 millones y los flujos negativos de las actividades de inversión, provocados principalmente por la incorporación de activos fijos por US\$184 millones en los nueve primeros meses del año.

### Análisis de riesgo de mercado

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos y en las siguientes etapas de la cadena productiva, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo. De estas actividades, una parte substancial de las operaciones corresponde a la refinación y comercialización de sus productos en Chile, liderando el abastecimiento del mercado nacional con una participación superior a 87%, abriéndose paso en los últimos años a la exportación de estos productos, principalmente a países de América Latina.

ENAP accede regularmente al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y los compromisos comerciales, convenientemente. Como resultado de lo anterior, el abastecimiento de petróleo crudo de ENAP se obtiene mayoritariamente de países de Sudamérica y África, siendo los principales proveedores Argentina, Brasil y Angola, contando las refinerías con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima.

El riesgo relevante para el negocio está esencialmente en el margen de refinación, debiendo enfrentar la empresa las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos. Por lo anterior, las refinerías han continuado ajustando favorablemente sus estructuras de costos a la competitividad de esta industria, y han orientado sus inversiones a incrementar tanto su flexibilidad productiva como la calidad de sus productos.

El tipo de cambio es otro de los factores de riesgo del negocio, debido a que parte importante de los ingresos son en pesos y los pasivos en dólares. Este factor se ha minimizado por la política de cobertura de tipo de cambio a los deudores por ventas, que ha sido implementada a contar de mayo 2006, esta política es complementaria a la de precios de los productos, que está basada en la paridad de importación indexada en dólares, situación que se analiza en forma periódica para mantener una posición competitiva, considerando la libertad de precios y de importación que existe en Chile.

En términos de riesgo de tasa de interés, la empresa mantiene un mix de deuda financiera en tasa fija (principalmente bonos de largo plazo), y tasa variable (principalmente créditos bilaterales y sindicados y préstamos de corto plazo como forfaiting), para mitigar este riesgo ENAP ha realizado una variedad de derivados de tasa de interés los que llevan estos créditos de tasa variable, principalmente LIBOR más un spread, a tasa fija (fijando la LIBOR). Gracias a esto al 30 de septiembre de 2006 se tiene un mix de tasa fija / variable de aproximadamente 91%/9% que se compara con el 85%/15% de igual período de 2005. Esta relación

## ANÁLISIS RAZONADO

incrementó el porcentaje de tasa fija comparado con igual fecha del año anterior, y le da a la empresa un menor costo financiero dado que actualmente las tasas LIBOR referenciales para sus créditos se encuentran por encima de la tasa fijada gracias a las operaciones de derivados.

Asimismo, ENAP mantiene una posición en instrumentos derivados de Cross Currency Swap correspondiente a la emisión del Bono en el mercado nacional en el mes de Octubre del 2002, para llevar su denominación de UF a dólares de los Estados Unidos y con el fin de mitigar el riesgo a exposición a tipo de cambio. De igual manera en julio 2005 contrató un Cross Currency Swap para llevar de UF a dólar el total de los flujos originados por un leasing hipotecario de las oficinas corporativas a un plazo de 13 años con vencimiento el año 2018.

## HECHOS RELEVANTES

Con fecha 13 de abril de 2006, mediante carta N°654, se informó que con esta misma fecha, la Empresa Nacional del Petróleo ("ENAP"), en conjunto con su filial Enap Refinerías S.A. procedió a suscribir un contrato de compraventa de acciones con la empresa canadiense Pacific Stratus Energy ("PSE"), en virtud del cual se obligó a vender a dicha empresa a la fecha de cierre financiero("Closing") el 100% de las acciones de la sociedad titular del total de los activos y pasivos que actualmente posee su filial Enap Sipetrol S.A. en Colombia. Los actuales accionistas de Enap Sipetrol S.A. son ENAP con un 99,5% del capital social y Enap Refinerías S.A. con el 0,5% restante.

El referido cierre financiero está sujeto, entre otras condiciones precedentes, a la obtención de financiamiento por parte de PSE y las aprobaciones de los entes regulatorios tanto en Chile como en Colombia.

El precio de venta base alcanza los US\$60.220.000. Como es habitual para este tipo de transacciones, el precio final de venta a ser pagado por PSE el día del Closing de la transacción, que se espera ocurra durante el segundo trimestre de 2006, equivale al precio base ajustado por: i) variación en el capital de trabajo; y ii) la producción de crudo realizada desde el 31 de diciembre de 2005 a la fecha del Closing valorizada al precio ofrecido por PSE.

Al 31 de diciembre de 2005, los activos de la filial Enap Sipetrol S.A. en Colombia representaban el 1,26% de los activos totales de ENAP consolidado y su valor libro alcanzaba US\$46,15 millones.

Con fecha 15 de junio de 2006, mediante carta N°1017, se informó que con esta misma fecha, se ha realizado el cierre de una operación de refinanciamiento por un monto de 220 millones de dólares de los Estados Unidos de América de un crédito Sindicado existente y que se hará efectivo a partir del 5 de septiembre de 2006 ("Effective Date"), por parte de ENAP.

Mediante esta operación, ENAP ha suscrito con quince bancos internacionales un contrato bajo la ley de Nueva York denominado "Second Amended and Restated Term Loan Agreement", que modifica un contrato de crédito de fecha 31 de agosto de 2004, que con dicha fecha modificaba un contrato de crédito anterior, de fecha 29 de Agosto de 2003. La actual modificación se refiere a: (i) la consolidación en un solo crédito de los vencimientos de principal de los dos tramos existentes en el crédito vigente (Tramo 1 y Tramo 2), y (ii) la modificación del plazo de vencimiento de las cuotas de principal para llevarlo a un solo pago ("bullet") a 7 años plazo, es decir con vencimiento en septiembre de 2013.

La tasa de interés aplicable a esta nueva operación es de LIBOR+0,20% para los cuatro primeros años, LIBOR+0,225 para el quinto y sexto año y LIBOR+0,25% para el séptimo año.

El cambio en el plazo de crédito, que originalmente tenía amortizaciones en los años 2006 a 2009, significará liberar fondos para el financiamiento de las inversiones de ENAP para los próximos años. El spread sobre la tasa de interés permanece prácticamente inalterado respecto al crédito original (LIBOR+0,20% entre 2006 y 2008 y LIBOR+0,225% en 2009). Dado que se trata de un refinanciamiento de pasivos, esta transacción no tiene impacto en el nivel de pasivos de ENAP.

Con fecha 7 de julio de 2006, se informó que con esta misma fecha ha presentado su renuncia voluntaria al cargo de Gerente de Finanzas de ENAP don David Jana Bitran, la cuál se hará efectiva a contar del 14 de Agosto de 2006.

Con fecha 25 de agosto de 2006, se informó que se celebró una junta extraordinaria de accionistas de Enap Refinerías S.A., sociedad filial de la ENAP, en que se acordó modificar el acuerdo sobre distribución de utilidades adoptado en la junta ordinaria de accionistas celebrada con fecha 11 de abril de 2006. En efecto, la citada junta extraordinaria de accionistas acordó distribuir a sus accionistas a prorrata de sus acciones, el 100% de las utilidades líquidas generadas en el ejercicio del año 2005, en lugar del 30% acordado en la referida junta ordinaria. Asimismo, la citada junta extraordinaria de accionistas acordó que a contar del presente año 2006 se aplique una política de reparto de dividendos de un 100% de las utilidades generadas en el ejercicio respectivo.



## HECHOS RELEVANTES

El acuerdo antes referido se suma al acuerdo de la junta extraordinaria de accionistas de Enap Sipetrol S.A., sociedad filial de ENAP, adoptado con fecha 21 de agosto de 2006, en que acordó modificar el acuerdo sobre distribución de utilidades adoptado en la junta ordinaria de accionistas celebrada con fecha 31 de marzo de 2006. En efecto, la citada junta extraordinaria de accionistas acordó distribuir a sus accionistas, a prorrata de sus acciones, el 100% de las utilidades líquidas generadas en el ejercicio del año 2005, en lugar del 57% acordado en la referida junta ordinaria. Asimismo, la citada junta extraordinaria de accionistas acordó que a contar del presente año 2006 se aplique una política de reparto de dividendos de un 100% de las utilidades generadas en el ejercicio respectivo.

Cabe señalar que las referidas juntas extraordinarias de accionistas se realizaron a fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por el Ministerio de Hacienda, mediante el Oficio Ordinario N°526, de fecha 3 de Julio del 2006, en virtud del cual se instruye a ENAP para que, a contar del presente año, y respecto las utilidades generadas en el ejercicio 2005 por las filiales antes mencionadas, se aplique en éstas una política de reparto de dividendos a la matriz de un 100% de las utilidades generadas en el ejercicio. El Directorio de ENAP, en su sesión N°961, de 31 de julio de 2006, tomó conocimiento de lo dispuesto por el Ministerio de Hacienda y autorizó votar favorablemente en las correspondientes juntas de accionistas los acuerdos necesarios para implementar la referida política de reparto de dividendos.

Lo informado a través de esta comunicación de hecho esencial implica que ENAP deberá tributar con el impuesto del 40% del D.L. 2398, por los dividendos recibidos de Enap Refinerías S.A. y Enap Sipetrol S.A. y, conforme a la política de dividendos establecida para ENAP, el pago de éste impuesto será considerado por parte del Ministerio de Hacienda, como un traspaso a cuenta utilidades.

## DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

**1.01.04.00 R.U.T.**

**92604000 - 6**

**1.01.05.00 Razón Social**

**EMPRESA NACIONAL DEL  
PETROLEO**

Los abajo firmantes se declaran responsables respecto de la veracidad de la información incorporada en el presente informe **Trimestral**, referido al **30 de Septiembre de 2006**, de acuerdo al siguiente detalle:

	<u>INDIVIDUAL</u>	<u>CONSOLIDADO</u>
Ficha Estadística Codificada Uniforme (FECU). .....	.....	<b>X</b> .....
Notas Explicativas a los estados financieros. .....	.....	<b>X</b> .....
Análisis Razonado .....	.....	<b>X</b> .....
Resumen de Hechos Relevantes del período. .....	.....	<b>X</b> .....
Medio Magnético, debidamente identificado. .....	.....	<b>X</b> .....

**Nota:** marcar con una "X" donde corresponde

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>R.U.T.</u>	<u>Firma</u>
Carlos Alvarez Voullieme	Presidente del Directorio	8970274-7	
Miguel Moreno García	Director	5433767-1	
Francisco Bernasconi Gutiérrez	Director	7825704-0	
Gustavo Cubillos López	Director	2421533-4	
Jorge Matute Matute	Director	5334581-6	
Radovan Razmilic Tomicic	Director	6283668-7	
Enrique Dávila Alveal	Gerente General	5032869-4	

**Fecha:** 30 de Octubre de 2006