

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

<i>día</i>	<i>mes</i>	<i>año</i>
1	1	2006

1.00.01.20

Fecha de cierre

<i>día</i>	<i>mes</i>	<i>año</i>
31	3	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 31 03 2006			al 31 03 2005		
		ACTUAL			ANTERIOR		
5.11.00.00 TOTAL ACTIVOS CIRCULANTES		1.910.033			1.576.431		
5.11.10.10 Disponible		52.777			76.571		
5.11.10.20 Depósitos a plazo		27.863			51		
5.11.10.30 Valores negociables (neto)		0			0		
5.11.10.40 Deudores por venta (neto)	4	587.282			499.201		
5.11.10.50 Documentos por cobrar (neto)		0			0		
5.11.10.60 Deudores varios (neto)	4	51.331			44.400		
5.11.10.70 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas	5	18.606			13.841		
5.11.10.80 Existencias (neto)	6	985.656			824.772		
5.11.10.90 Impuestos por recuperar		115.504			67.702		
5.11.20.10 Gastos pagados por anticipado		17.531			13.171		
5.11.20.20 Impuestos diferidos	7	23.898			19.383		
5.11.20.30 Otros activos circulantes		29.585			17.339		
5.11.20.40 Contratos de leasing (neto)		0			0		
5.11.20.50 Activos para leasing (neto)		0			0		
5.12.00.00 TOTAL ACTIVOS FIJOS	8	1.617.420			1.395.661		
5.12.10.00 Terrenos		16.912			16.905		
5.12.20.00 Construcción y obras de infraestructura		3.950.534			3.759.586		
5.12.30.00 Maquinarias y equipos		57.800			55.112		
5.12.40.00 Otros activos fijos		355.958			166.825		
5.12.50.00 Mayor valor por retasación técnica del activo fijo		0			0		
5.12.60.00 Depreciación (menos)		(2.763.784)			(2.602.767)		
5.13.00.00 TOTAL OTROS ACTIVOS		307.719			265.807		
5.13.10.10 Inversiones en empresas relacionadas	10	144.351			152.530		
5.13.10.20 Inversiones en otras sociedades		8			7		
5.13.10.30 Menor valor de inversiones	11	4.463			376		
5.13.10.40 Mayor valor de inversiones (menos)		0			0		
5.13.10.50 Deudores a largo plazo	4	24.298			25.073		
5.13.10.60 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas largo plazo	5	10.722			9.465		
5.13.10.65 Impuestos diferidos a largo plazo	7	28.525			0		
5.13.10.70 Intangibles		0			1		
5.13.10.80 Amortización (menos)		0			0		
5.13.10.90 Otros	12	95.352			78.355		
5.13.20.10 Contratos de leasing largo plazo (neto)							
5.10.00.00 TOTAL ACTIVOS		3.835.172			3.237.899		

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
		31	03	2006	31	03	2005
		ACTUAL			ANTERIOR		
5.21.00.00 TOTAL PASIVOS CIRCULANTES		1.361.152			1.141.035		
5.21.10.10 Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo		0			0		
5.21.10.20 Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo - porción corto plazo	3	83.519			29.602		
5.21.10.30 Obligaciones con el público (pagarés)		0			0		
5.21.10.40 Obligaciones con el público - porción corto plazo (bonos)	15	7.645			7.645		
5.21.10.50 Obligaciones largo plazo con vencimiento dentro un año		1.182			550		
5.21.10.60 Dividendos por pagar		0			15		
5.21.10.70 Cuentas por pagar		834.102			863.450		
5.21.10.80 Documentos por pagar		321.798			117.544		
5.21.10.90 Acreedores varios		6.349			5.787		
5.21.20.10 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas	5	13.561			4.107		
5.21.20.20 Provisiones	16	54.080			47.951		
5.21.20.30 Retenciones		19.429			16.205		
5.21.20.40 Impuesto a la renta	7	1.337			46.911		
5.21.20.50 Ingresos percibidos por adelantado		167			713		
5.21.20.60 Impuestos diferidos		0			0		
5.21.20.70 Otros pasivos circulantes	15	17.983			555		
5.22.00.00 TOTAL PASIVOS A LARGO PLAZO		1.504.343			1.295.656		
5.22.10.00 Obligaciones con bancos e instituciones financieras	14	227.875			310.375		
5.22.20.00 Obligaciones con el público largo plazo (bonos)	15	550.658			535.397		
5.22.30.00 Documentos por pagar largo plazo		3.824			4.041		
5.22.40.00 Acreedores varios largo plazo		17.718			15.188		
5.22.50.00 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas largo plazo	5	215.558			61.573		
5.22.60.00 Provisiones largo plazo	16	408.645			311.746		
5.22.70.00 Impuestos Diferidos a largo plazo	7	0			2.353		
5.22.80.00 Otros pasivos a largo plazo		80.065			54.983		
5.23.00.00 INTERES MINORITARIO	18	376			300		
5.24.00.00 TOTAL PATRIMONIO	19	969.301			800.908		
5.24.10.00 Capital pagado	19	791.471			753.110		
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	19	(69.210)			(68.175)		
5.24.50.00 Utilidades retenidas (sumas códigos 5.24.51.00 al 5.24.56.00)		247.040			115.973		
5.24.51.00 Reservas futuros dividendos		0			0		
5.24.52.00 Utilidades acumuladas		204.486			72.042		
5.24.53.00 Pérdidas acumuladas (menos)	19	0			0		
5.24.54.00 Utilidad (pérdida) del ejercicio	19	42.554			43.931		
5.24.55.00 Dividendos provisorios (menos)		0			0		
5.24.56.00 Déficit acumulado periodo de desarrollo		0			0		
5.20.00.00 TOTAL PASIVOS		3.835.172			3.237.899		

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	desde 01 01 2006			desde 01 01 2005		
		hasta 31 03 2006	hasta 31 03 2005	ACTUAL	ANTERIOR		
5.31.11.00 RESULTADO DE EXPLOTACION				98.826	124.026		
5.31.11.10 MARGEN DE EXPLOTACION				121.102	145.828		
5.31.11.11 Ingresos de explotación				1.787.943	1.362.737		
5.31.11.12 Costos de explotación (menos)				(1.666.841)	(1.216.909)		
5.31.11.20 Gastos de administración y ventas (menos)				(22.276)	(21.802)		
5.31.12.00 RESULTADO FUERA DE EXPLOTACION				(12.216)	(27.628)		
5.31.12.10 Ingresos financieros				930	275		
5.31.12.20 Utilidad inversiones empresas relacionadas	10			3.189	2.587		
5.31.12.30 Otros ingresos fuera de la explotación	20			5.016	4.025		
5.31.12.40 Pérdida inversión empresas relacionadas (menos)	10			(310)	(1.096)		
5.31.12.50 Amortización menor valor de inversiones (menos)	11			(356)	(68)		
5.31.12.60 Gastos financieros(menos)				(23.565)	(18.960)		
5.31.12.70 Otros egresos fuera de la explotación (menos)	20			(7.062)	(1.836)		
5.31.12.80 Corrección monetaria				0	0		
5.31.12.90 Diferencias de cambio	21			9.942	(12.555)		
5.31.10.00 RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA E ÍTEMES EXTRAORDINARIOS				86.610	96.398		
5.31.20.00 IMPUESTO A LA RENTA	7			(44.044)	(52.453)		
5.31.30.00 ÍTEMES EXTRAORDINARIOS				0			
5.31.40.00 UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DE INTERÉS MINORITARIO				42.566	43.945		
5.31.50.00 INTERES MINORITARIO	18			(12)	(14)		
5.31.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) LÍQUIDA				42.554	43.931		
5.32.00.00 Amortización mayor valor de inversiones				0	0		
5.30.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO				42.554	43.931		

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

1.01.04.00 R.U.T.				1.01.04.00 R.U.T.			
desde	01	01	2006	desde	01	01	2005
hasta	31	03	2006	hasta	31	03	2005

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	NÚMERO NOTA	ACTUAL	ANTERIOR
5.41.11.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN		84.482	92.414
5.41.11.10 Recaudación de deudores por venta		2.659.046	1.881.692
5.41.11.20 Ingresos financieros percibidos		890	147
5.41.11.30 Dividendos y otros repartos percibidos		(30)	762
5.41.11.40 Otros ingresos percibidos		5.676	12.103
5.41.11.50 Pago a proveedores y personal (menos)		(1.963.299)	(1.542.342)
5.41.11.60 Intereses pagados (menos)		(6.218)	(11.491)
5.41.11.70 Impuesto a la renta pagado (menos)		(24.680)	(28.139)
5.41.11.80 Otros gastos pagados (menos)		(8.887)	(7.329)
5.41.11.90 Impuesto al Valor Agregado y otros similares pagados (menos)		(578.016)	(212.989)
5.41.12.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		(35.128)	(81.482)
5.41.12.05 Colocación de acciones de pago		0	0
5.41.12.10 Obtención de préstamos		0	0
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		2	544
5.41.12.35 Pago de dividendos (menos)		(18.728)	0
5.41.12.40 Repartos de capital (menos)		0	0
5.41.12.45 Pago de préstamos (menos)		(10.456)	(79.048)
5.41.12.50 Pago de obligaciones con el público (menos)		(5.946)	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	(2.978)
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	0
5.41.13.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		(43.500)	(29.567)
5.41.13.05 Ventas de activo fijo		366	1.144
5.41.13.10 Ventas de inversiones permanentes		159	0
5.41.13.15 Ventas de otras inversiones		0	0
5.41.13.20 Recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas		477	3.426
5.41.13.25 Recaudación de otros préstamos a empresas relacionadas		0	0
5.41.13.30 Otros ingresos de inversión		7.450	1.672
5.41.13.35 Incorporación de activos fijos (menos)		(50.007)	(34.400)
5.41.13.40 Pago de intereses capitalizados (menos)		0	0
5.41.13.45 Inversiones permanentes (menos)		(517)	(1.298)
5.41.13.50 Inversiones en instrumentos financieros (menos)		0	0
5.41.13.55 Préstamos documentados a empresas relacionadas (menos)		(1.013)	(111)
5.41.13.60 Otros préstamos a empresas relacionadas (menos)		(130)	0
5.41.13.65 Otros desembolsos de inversión (menos)		(285)	0
5.41.10.00 FLUJO NETO TOTAL DEL PERÍODO		5.854	(18.635)
5.41.20.00 EFECTO DE LA INFLACIÓN SOBRE EL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE		(4.274)	(4.708)
5.41.00.00 VARIACION NETA DEL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE		1.580	(23.343)
5.42.00.00 SALDO INICIAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE		79.060	99.965
5.40.00.00 SALDO FINAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	23	80.640	76.622

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

1.01.04.00 R.U.T.				1.01.04.00 R.U.T.			
desde	01	01	2006	desde	01	01	2005
hasta	31	03	2006	hasta	31	03	2005

CONCILIACION FLUJO-RESULTADO	NÚMERO NOTA	ACTUAL	ANTERIOR
5.50.10.00 Utilidad (Pérdida) del ejercicio		42.554	43.931
5.50.20.00 Resultado en venta de activos		(356)	(1.064)
5.50.20.10 (Utilidad) Pérdida en venta de activos fijos	20	(360)	(1.064)
5.50.20.20 Utilidad en venta de inversiones (menos)		0	0
5.50.20.30 Pérdida en venta de inversiones	20	4	0
5.50.20.40 (Utilidad) Pérdida en venta de otros activos		0	0
5.50.30.00 Cargos (abonos) a resultado que no representan flujo de efectivo		44.019	61.588
5.50.30.05 Depreciación del ejercicio	8	54.467	47.508
5.50.30.10 Amortización de intangibles		0	0
5.50.30.15 Castigos y provisiones		3.193	4.045
5.50.30.20 Utilidad devengada en inversiones en empresas relacionadas (menos)	10	(3.189)	(2.587)
5.50.30.25 Pérdida devengada en inversiones en empresas relacionadas	10	310	1.096
5.50.30.30 Amortización menor valor de inversiones	11	356	68
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	21	(9.942)	12.555
5.50.30.50 Otros abonos a resultado que no representan flujo de efectivo (menos)		(3.367)	(1.097)
5.50.30.55 Otros cargos a resultado que no representan flujo de efectivo		2.191	0
5.50.40.00 Variación de Activos que afectan al flujo de efectivo (aumentos) disminuciones		(256.193)	(507.720)
5.50.40.10 Deudores por ventas		(147.578)	(321.631)
5.50.40.20 Existencias		(110.414)	(172.454)
5.50.40.30 Otros activos		1.799	(13.635)
5.50.50.00 Variación de pasivos que afectan al flujo de efectivo aumentos (disminuciones)		254.458	495.665
5.50.50.10 Cuentas por pagar relacionadas con el resultado de la explotación		263.065	556.401
5.50.50.20 Intereses por pagar		16.655	5.387
5.50.50.30 Impuesto a la renta por pagar (neto)		19.236	24.639
5.50.50.40 Otras cuentas por pagar relacionadas con el resultado fuera de explotación		567	(6.020)
5.50.50.50 Impuesto al Valor Agregado y otros similares por pagar (neto)		(45.065)	(84.742)
5.50.60.00 Utilidad (Pérdida) del interés minoritario		0	14
5.50.00.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN		84.482	92.414

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, Argentina y Venezuela y las filiales en Argentina, Estados Unidos, Inglaterra, Ecuador, Uruguay y Brasil.

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 31 de marzo 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 31 de marzo 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

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:

	31/03/2006	31/03/2005
Peso chileno por dólar	526,18	585,93
Peso argentino por dólar	3,08	2,92
Peso colombiano por dólar	2.289,50	2.375,00
Libra esterlina por dólar	0,58	0,53
Unidad de fomento por dólar	0,03	0,03
Euro por dólar	0,83	0,77

f. Depósitos a plazo

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

g. Estimación de deudores incobrables

Los deudores por ventas se presentan netos de una provisión de deudores incobrables. Esta provisión ha sido determinada, principalmente, considerando

02. Criterios Contables Aplicados

la antigüedad de las cuentas por cobrar vencidas.

h. 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.

i. 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.

j. 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.

k. 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.

l. Inversiones en empresas relacionadas

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

02. Criterios Contables Aplicados

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.

m. Inversión en otras sociedades

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

n. 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".

ñ. 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.

o. 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.

p. 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.

q. 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 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.

r. 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

02. Criterios Contables Aplicados

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.

s. Vacaciones del personal

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

t. 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.

u. 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.

v. 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.

w. Software computacional

La Empresa adquiere sus software en paquetes computacionales, los cuales se cargan a resultados en el mismo ejercicio de su adquisición. El costo de implementación, en caso de ser significativo, se activa y se amortiza en un período máximo de 4 años.

x. 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.

y. 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 y depósitos a plazo.

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 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			
		31/03/2006			31/03/2005
		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	SIPETROL ARGENTINA S.A. (FILIAL DE ENAP SIPET	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	SIPETROL (UK) LIMITED (FILIAL DE ENAP SIPETRO	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	0,1000	99,9000	100,0000	100,0000
0-E	INVERSIONES Y PROYECTOS HUMBOLT S.A. (FILI	0,0000	99,9001	99,9001	99,9001
99519820-7	ENERGIA CONCON S.A.	0,0000	0,0000	0,0000	100,0000

03. Cambios Contables

Durante el período terminado al 31 de marzo 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.

04. Deudores de Corto y Largo Plazo
Deudores corto y largo plazo

RUBRO	CIRCULANTES						LARGO PLAZO		
	Hasta 90 días		Más de 90 hasta 1 año		Subtotal	Total Circulante (neto)		31/03/2006	31/03/2005
	31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005		31/03/2006	31/03/2005		
Deudores por Ventas	586.570	500.913	1.012	0	587.582	587.282	499.201	0	0
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	300	-	-	-	-
Documentos por cobrar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	0	-	-	-	-
Deudores Varios	39.166	43.239	12.165	1.326	51.331	51.331	44.400	24.298	25.073
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	-	-	-	-	-
							Total deudores largo plazo	24.298	25.073

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

	2006		2005	
	MUS\$	%	MUS\$	%
Nacionales:				
Distribuidores	463.930	79,00%	401.155	80,36%
Consumidores directos	23.315	3,97%	13.108	2,63%
Extranjeros:				
Deudores extranjeros (1)	100.037	17,03%	84.938	17,01%
Totales	587.282	100,00%	499.201	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, a marzo de 2006, se registró el dividendo por cobrar de MUS\$ 1.437, correspondiente a la distribución de utilidades del año 2005.

(6) A marzo de 2006, se registró el dividendo por cobrar de Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A. ascendente a MUS\$ 558, correspondiente a la distribución de utilidades del año 2005.

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

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.(1)	0	748	0	0
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A. (1)	216	3.200	0	0
96806130-5	ELECTROGAS S.A. (1)	0	58	0	0
96694400-5	GAS DE CHILE S.A. (4)	0	0	223	206
78889940-8	NORGAS S.A. (1)	1.061	2.131	0	0
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A. (4)	5	6	10.499	9.259
0-E	GASODUCTO DEL PACÍFICO ARGENTINA S.A. (5)	3.001	4.869	0	0
96668110-1	CIA. LATINOAMERICANA PETROLERA S.A. (1)	5	57	0	0
0-E	PRIMAX S.A. (EX-DISTRIBUIDORA PETROX S.A. (1)	13.514	2.772	0	0
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA (1)	55	0	0	0
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO CHILE S.A. (6)	558	0	0	0
99519820-7	ENERGIA CON CON S.A. (1)	61	0	0	0
76418940-K	GESTORA DEL PROYECTO GNL S.A. (4)	130	0	0	0
TOTALES		18.606	13.841	10.722	9.465

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

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A. (1)	0	1.144	0	0
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A. (1)	1.776	0	0	0
96668110-1	CÍA. LATINOAMERICA PETROLERA S.A. (2)	0	0	4.458	4.047
99519810-K	CÍA DE HIDRÓGENO DEL BÍO BÍO S.A.(3)	1.891	0	41.115	0
78335760-7	PETROPOWER ENERGÍA LTDA. (1)	123	417	0	0
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A. (3)	1.350	1.154	25.584	26.934
96969000-4	PETROSUL S.A. (3)	1.524	1.392	29.068	30.592
99548320-3	PRODUCTORA DE DIESEL S.A. (3)	6.897	0	115.333	0
TOTALES		13.561	4.107	215.558	61.573

05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas
Transacciones

SOCIEDAD	RUT	NATURALEZA DE LA RELACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA TRANSACCIÓN	31/03/2006		31/03/2005	
				MONTO	EFFECTOS EN RESULTADOS (CARGO/ABONO)	MONTO	EFFECTOS EN RESULTADOS (CARGO/ABONO)
PETROPOWER ENERGIA LTDA.	78335760-7	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	3.019	0	15.151	0
SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.	81095400-0	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	7.454	0	4.692	0
-	81095400-0	COLIGADA	VENTA DE SERVICIOS	15.192	355	0	0
-		COLIGADA	SERV. DE TRANSPORTE POR OLEODU	0	0	5.773	0
ELECTROGAS S.A.	96806130-5	COLIGADA	SERV. TRANSPORTE GAS NATURAL	555	0	149	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	-532
INNERGY HOLDING S.A.	96856650-4	COLIGADA	COMPRA DE GAS NATURAL	3.721	0	0	0
PETROSUL S.A.	96969000-4	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESO	0	0	677	-677
		COLIGADA	SERVICIO DE MANTENCION	0	0	677	677
OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A.	96655490-8	COLIGADA	VENTA DE SERVICIOS	10.000	234	10	1
		COLIGADA	SERV. TRANSPORTE POR OLEODUCTO	0	0	2.638	0
		COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	1.963	0	0	0
SOC. NACIONAL MARÍTIMA S.A.	76384550-8	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	3.812	0	0	0
NORGAS S.A.	78889940-8	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	1.963	46	4.152	316
PRIMAX S.A.	0-E	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	46.619	1.571	0	0

06. Existencias

El detalle de las existencias se presenta en cuadro adjunto.

06. Existencias

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Petróleo crudo	470.573	379.548
Productos terminados	436.425	395.691
Productos terminados en tránsito	41.800	4.436
Materiales en bodega (neto)	36.858	45.097
Totales	985.656	824.772

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 31 de marzo de 2006 y 2005 se presenta en cuadro adjunto:

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. Para los contratos de leasing el plazo remanente es de 11,7 años.

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	31/03/2006				31/03/2005			
	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
DIFERENCIAS TEMPORARIAS								
Provisión cuentas incobrables	171	0	0	0	319	120	0	0
Ingresos Anticipados	133	0	0	0	913	0	0	0
Provisión de vacaciones	6.375	0	0	0	4.527	557	0	0
Amortización intangibles	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos en leasing	0	0	0	33	0	0	0	203
Gastos de fabricación	0	0	1.320	0	0	0	1.275	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	178	688	341	0	591	0	59	1.524
Utilidades no realizadas venta de crudo	7.077	0	0	0	5.131	0	0	0
Provisión obsolescencia materiales (1)	0	8.301	0	0	1.202	7.001	0	0
Provisión retiro plataformas y normaliza	0	30.636	0	0	0	18.494	0	0
Pérdida tributaria	6.357	13.131	0	0	2.645	3.185	0	0
Contratos leasing	0	1.619	0	0	0	0	0	469
Gastos diferidos bonos	0	0	0	6.245	0	0	0	7.375
Menor valor bonos	0	0	0	3.176	0	0	0	3.320
Gastos financieros diferidos	0	0	0	2.238	0	0	0	3.469
Provisión desvinculación	5.673	0	0	0	5.389	0	0	0
Provisión Valuación Inversiones	0	5.984	0	0	0	5.531	0	0
Provisión cuota Exploraciones	0	2.622	0	0	0	0	0	0
Activos Fijos	0	6.171	1.133	0	0	8.545	0	0
Gastos pagados por anticipado	0	0	292	0	0	0	0	0
Provisión medio ambiente	1.020	0	0	0	0	0	0	0
OTROS								
Cuentas complementarias-neto de amortiza	0	15.921	0	3	0	15.921	0	31
Provisión de valuación	0	13.017			0	13.536		
Totales	26.984	40.214	3.086	11.689	20.717	13.976	1.334	16.329

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\$
Provisiones de impuestos a la renta al 31 de marzo:				
- 17% de primera categoría	10.562	13.665	-	-
- Impuesto único	127	87	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades de Enap	12.989	13.802	-	-
- 40% DL-2.398 sobre dividendos coligadas (1)	295	571	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades filiales (1)	-	-	12.273	15.336
- Impuestos provenientes del exterior	10.770	9.052	-	-
Total cargos por impuestos del año	34.743	37.177	12.273	15.336
Traspaso al corto plazo 40% DL-2398 sobre utilidades filiales	-	-	-	-
Saldos de provisiones de impuestos del período anterior	(7.987)	32.997	195.412	132.478
Totales	26.756	70.174	207.685	147.814
Menos:				
- Pagos provisionales del período	(23.840)	(22.929)	-	-
- Retención impuesto D.L.2384	-	(276)	-	-
- Anticipo de impuestos del exterior	(1.503)	-	-	-
- Crédito de capacitación	(76)	(58)	-	-
Saldos netos por pagar	1.337	46.911	207.685	147.814

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 una pérdida tributaria que asciende a MUS\$12.334 al 31 de marzo de 2006 (MUS\$18.652 al 31 de marzo 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.

(2) ENAP y Enap Refinerías S.A., al 31 de marzo de 2006 presentan impuestos por recuperar por MUS\$8.920 y MUS\$ 5.029, respectivamente y Enap Sipetrol S.A. y Petroservicio Corp. S.A. impuestos por pagar en el exterior por MUS\$ 15.265 y MUS\$ 21, respectivamente.

Al 31 de marzo de 2005 Enap Refinerías S.A. presenta impuestos por recuperar por MUS\$ 17.889, ENAP registra impuestos por pagar por MUS\$ 37.788 y Enap Sipetrol S.A. impuestos por pagar en el exterior por MUS\$ 27.012.

La porción a largo plazo por pagar se encuentra en el rubro Provisiones largo plazo.

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

ITEM	31/03/2006	31/03/2005
Gasto tributario corriente (provisión impuesto)	-36.246	-43.461
Ajuste gasto tributario (ejercicio anterior)	0	0
Efecto por activos o pasivos por impuesto diferido del ejercicio	2.755	1.633
Beneficio tributario por pérdidas tributarias	0	0
Efecto por amortización de cuentas complementarias de activos y pasivos diferidos	0	148
Efecto en activos o pasivos por impuesto diferido por cambios en la provisión de evaluación	217	-1.721
Otros cargos o abonos en la cuenta	-10.770	-9.052
TOTALES	-44.044	-52.453

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:

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos	86.610	96.398
Impuesto diferido 17%	(484)	547
Impuesto a la Renta 17%	(10.562)	(13.665)
Impuesto Único Art. 21	(127)	(87)
Impuestos provenientes del exterior	(10.770)	(9.052)
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos según artículo N°2 del D.L. N°2.398	64.667	74.141
Impuesto diferido (tasa 40%)	3.456	(487)
Impuesto a la Renta (tasa 40%)	(25.557)	(29.709)
Utilidad antes de amortización mayor valor de inversiones e interés minoritario	<u>42.566</u>	<u>43.945</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 Dindal y Río Seco - Colombia	34.235	34.235
	-----	-----
Total	49.341	49.341

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 marzo de 2006 el valor neto asciende a MUS\$ 16.370 (MUS\$ 18.275 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\$14.431 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	16.912	-	16.912	16.905	-	16.905
Construcciones y obras de infraestructura	3.950.534	(2.686.961)	1.263.573	3.759.586	(2.549.932)	1.209.654
Maquinarias y equipos	57.800	(37.017)	20.783	55.112	(31.965)	23.147
Otros activos fijos	355.958	(39.806)	316.152	166.825	(20.870)	145.955
Totales	4.381.204	(2.763.784)	1.617.420	3.998.428	(2.602.767)	1.395.661

8. Activos Fijos

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

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Campos petrolíferos	1.637.658	1.601.618
Plataformas petroleras	665.495	661.031
Proyectos inversión - exploración	44.001	39.837
Refinerías y plantas de gasolina	900.731	836.719
Oleoductos y gasoductos	279.405	275.619
Plantas de almacenamiento e instalaciones marítimas	45.913	44.535
Instalaciones de producción	10.698	10.057
Sistemas de reinyección	108.385	91.133
Edificios, poblaciones y campamentos	59.303	58.633
Obras en construcción	198.945	140.404
Total	3.950.534	3.759.586
Menos: Depreciación acumulada	(2.686.961)	(2.549.932)
Valor neto	1.263.573	1.209.654

8. Activos Fijos

El detalle de los otros activos fijos es el siguiente:

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Muebles, útiles y enseres	7.597	3.749
Activos en leasing (1)	268.602	94.880
Materiales en bodega (2)	76.736	65.147
Softwares	3.023	2.971
Otros activos	0	78
Total	<u>355.958</u>	<u>166.825</u>
Menos: Depreciación acumulada	<u>(39.806)</u>	<u>(20.870)</u>
Valor neto	<u><u>316.152</u></u>	<u><u>145.955</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	54.237	44.233
Gasto de administración	230	3.275
Totales	54.467	47.508

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\$1.022 y en el pasivo a largo plazo en acreedores varios largo plazo por MUS\$15.978.

10. Inversiones en empresas relacionadas

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

(1) Con fecha 16 de agosto de 2004, la filial Enap Refinerías S.A. adquirió a través de su filial Inversiones y Proyectos Humboldt S.A., filial a su vez de Manu Perú S.A. el 56,52% de la sociedad peruana Distribuidora Petrox S.A. (la cual corresponde a la fusión entre Shell Perú y Romero Trading Combustibles S.A.). Este porcentaje disminuyó a un 49% debido a la venta de acciones efectuadas en el mes de mayo de 2005, dicha inversión se presenta en una sola línea en el rubro Inversiones en empresas relacionadas y ha sido valorizada a su valor justo, conforme a la metodología establecida en el Boletín Técnico N°72 del Colegio de Contadores de Chile A.G. y Circular N°1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros. Durante el año 2005 se modificó su denominación a Primax S.A..

Los activos y pasivos de Primax S.A., sociedad relacionada peruana, no presentan diferencias significativas entre su valor libros y su valor justo.

(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) Corresponde al valor de compra de 100.000 acciones de la Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A., efectuada el 29 de diciembre de 2005.

(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.

INFORMACION SOBRE INVERSIONES EN EL EXTERIOR:

Para las inversiones en el exterior que mantiene la Empresa y sus filiales al 31 de marzo de 2006 y 2005, no existen dividendos acordados por las utilidades potencialmente remesables al 31 de marzo de 2006 y 2005.

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 31-03-2006
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1
 FECHA
 IMPRESIÓN: 02-05-2006

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	
					31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005
0-E	PRIMAX S.A. (EX DISTRIBUIDORA PETROX S.A.) (1)	PERU	US\$	86.466.630	49,00000	56,52000	64.933	57.188	983	808	64.933	57.188	983	808	481	457	31.817	41.493	0	0	31.817	41.493
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO (CHILE) S.A.	CHILE	US\$	38.592.313	18,20000	18,20000	143.081	147.145	3.384	4.094					616	745	26.041	26.780	-	-	26.041	26.780
0-E	GASODUCTO DEL PACIFICO (ARGENTINA) S.A.	ARGENTINA	US\$	15.900.586	18,20000	18,20000	77.202	83.892	2.339	1.173					426	213	14.051	15.268	-	-	14.051	15.268
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A. (3)	CHILE	PESO	10.061.279	10,06100	10,10000	126.281	115.175	4.047	1.846	0				407	186	12.705	11.633	-	-	12.705	11.633
78335760-7	PETROPOWER ENERGIA LTDA.	CHILE	US\$	0	15,00000	15,00000	65.659	69.616	3.764	1.254					564	188	9.848	10.442	-	-	9.848	10.442
99548320-3	PRODUCTORA DIESEL S.A.	CHILE	US\$	9.989.940	45,00000	45,00000	8.072	21.169	19	-55	0	21.169	0	-55	9	-25	3.632	9.526	-	-	3.632	9.526
0-E	TERMINALES MARITIMAS PATAGÓNICAS S.A.	ARGENTINA	US\$	198.025	13,79000	13,79000	56.410	59.716	0	0					0	0	7.779	8.235	-	-	7.779	8.235
0-E	OLEODUCTO TRASANDINO (ARGENTINA) S.A.	ARGENTINA	US\$	8.211.770	18,09000	18,09000	26.911	35.131	0	0					0	0	4.868	6.355	-	-	4.868	6.355
96969000-4	PETROSUL S.A.	CHILE	US\$	4.739	47,39000	47,39000	12.743	12.383	234	889			0		111	421	6.039	5.868	-	-	6.039	5.868
96889570-2	INVERSIONES ELECTROGAS S.A.	CHILE	PESO	150	15,00000	15,00000	34.198	31.222	905	270					136	41	5.130	4.683	-	-	5.130	4.683
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A.	CHILE	US\$	4.174	41,74000	41,74000	9.705	7.220	851	544					355	228	4.050	3.014	-	-	4.050	3.014
96668110-1	COMPAÑIA LATINOAMERICANA PETROLERA S.A.	CHILE	PESO	44.224	40,00000	40,00000	11.520	10.795	0	0					0	0	4.608	4.318	-	-	4.608	4.318
78889940-8	NORGAS S.A.	CHILE	PESO	420.000	42,00000	42,00000	5.865	4.243	134	31					55	13	2.463	1.782	-	-	2.463	1.782
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO (CHILE) S.A.	CHILE	PESO	3.134.113	18,04000	18,04000	9.308	9.786	154	524					28	95	1.679	1.765	-	-	1.679	1.765
96971330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A. (6)	CHILE	PESO	1.849.027.418	44,00000	49,90000	2.707	2.375	-22	1					-11	0	1.191	1.185	-	-	1.191	1.185
0-E	A&C PIPELINE HOLDING	CAYMAN ISLANDS	US\$	164.250	18,25000	18,25000	591	761	0	0					1	0	108	139	-	-	108	139
96694400-5	GAS DE CHILE S.A.	CHILE	PESO	2.973.170	50,00000	50,00000	75	67	0	-2					0	-1	38	34	-	-	38	34
0-E	GASODUCTO CAYMAN LTD.	CAYMAN ISLANDS	US\$	9.100	18,20000	18,20000	26	38	0	0	0	0	0	0	0	0	5	7	-	-	5	7
96806130-5	ELECTROGAS S.A.	CHILE	PESO	30	0,00760	0,00760	31.624	28.830	956	313					0	0	2	2	-	-	2	2
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A.	CHILE	PESO	12.227.335	25,00000	25,00000	-2.093	-2.798	-34	-4.281					-8	-1.070	1	1	-	-	1	1
76384550-8	SOCIEDAD NACIONAL MARITIMA S.A. (3)	CHILE	PESO	12.965.340	12,96500	0,00000	12.869	0	-1.153	0	0	0	0	-149	0	0	1.668	0	-	-	1.668	0
99519820-7	ENERGIA CONCON S.A. (ENERCON) (2)	CHILE	US\$	104.222	49,00000	0,00000	11.326	0	-38	0					-19	0	5.550	0	-	-	5.550	0
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA S.A. (4)	CHILE	PESO	239.800	49,00000	0,00000	158	0	-251	0	0	0	0	-123	0	0	78	0	-	-	78	0
99519810-K	CIA DE HIDROGENO DEL BIO S.A. (5)	CHILE	US\$	100.000	10,00000	0,00000	0	0	0	0					0	0	1.000	0	-	-	1.000	0
	TOTAL																144.351	152.530	0	0	144.351	152.530

11. 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 31 de marzo de 2006 se han amortizado 4 años.

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.

Rut : 92604000 - 6
Período : 01-01-2006 al 31-03-2006
Tipo de moneda : Miles de Dólares
Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1

FECHA
IMPRESIÓN: 02-05-2006

11. Menor y Mayor valor de inversiones Menor Valor

RUT	SOCIEDAD	31/03/2006		31/03/2005	
		MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR	MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR
0-E	TERMINALES MARÍTIMAS PATAGÓNICAS S.A.	67	135	68	376
0-E	PRIMAX S.A. (EX-DISTRIBUIDORA PETROX S.A.)	289	4.328	0	0
	TOTAL	356	4.463	68	376

12. Otros (Activos)

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

12. Otros (Activos)

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Gastos asociados a la obtención de préstamos	2.468	3.614
Gastos en emisión de bonos y descuento en colocación (Nota 22)	14.124	16.388
Impuestos por amortizar (Colombia)(1)	1.650	2.350
Depósito a plazo (2)	-	1.470
Materiales de operación de baja rotación (3)	2.194	2.195
Pérdida contratos operaciones Swap WTI (Nota 24)	21.440	25.301
Derechos swap tasa interés (Nota 24)	9.292	3.624
Derechos cross currency swap leasing (Nota 24)	1.544	-
Derechos cross currency swap bonos (Nota 24)	42.590	22.608
Otros	50	805
Totales	95.352	78.355

(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.

Sipetrol está acogido a este beneficio, al recibir de GHK Company estos derechos en el contrato de cesión del 57,7% del bloque Dindal Río Seco, lo que obliga a la Sociedad a justificar las exportaciones que se produzcan en el bloque, disponiendo de un plazo para que se exporte la producción hasta el mes de julio de 2007. En virtud de dicho plan, la sucursal registra en sus activos y pasivos de largo plazo a marzo de 2006, un monto de MUS\$1.650 (MUS\$2.350 a marzo de 2005).

(2) Corresponde a depósito tomado en el Banco Security a una tasa de interés de 1,2125% anual, destinado a efectuar aportes de capital en sociedades coligadas, para proyectos petroquímicos.

(3) 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).

13. 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.

(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 31-03-2006
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1
 FECHA
 IMPRESIÓN: 02-05-2006

13. 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					
		31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005	31/03/2006	31/03/2005
Corto Plazo (código 5.21.10.10)															
Largo Plazo - Corto Plazo (código 5.21.10.20)															
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK (1)	60.542	403	0										60.542	403
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK (1)	361	268			0		0		0				361	268
0-E	BANCO SANTANDER NEW YOR	0	895											0	895
0-E	BANQUE NATIONALE DE PARIS	0	2.209											0	2.209
0-E	J.P. MORGAN AGENCIADO (2)	22.616	25.827											22.616	25.827
	Otros	0	0											0	0
	TOTALES	83.519	29.602			0		0		0				83.519	29.602
	Monto capital adeudado	82.500	28.567			0		0		0				82.500	28.567
	Tasa int prom anual	4,7%	2,99%												

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

14. 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 13 de (1) y (2) señalados en cuadro adjunto.

14. 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 INDICE 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	60.000	30.000	100.000	0	0	0	190.000	4,7%	250.000
		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	22.125	15.750	0	0	0	0	37.875	4,46%	60.375
		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
TOTALES			82.125	45.750	100.000	0	0	227.875		310.375	

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

15. 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.

15. 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	31/03/2006	31/03/2005	
Bonos largo plazo - porción corto plazo										
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
Total porción corto plazo								7.645	7.645	
Bonos largo plazo										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	34.049	29.353	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	76.609	66.044	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
Total largo plazo								550.658	535.397	

16. Provisiones y Castigos

El detalle de las provisiones se presenta en planilla adjunta:

16. Provisiones y Castigos

Provisiones - El detalle de las provisiones es el siguiente:

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Corto plazo:		
Vacaciones	20.050	12.622
Compensaciones y beneficios del personal	10.625	15.269
Indemnización años de servicio	9.889	5.016
Provisión plan de desvinculación de personal	10.457	12.042
Provisión carena barcaza y remolcadores	146	104
Provisión inversión Innergy Holding patrimonio negativo	524	-
Otros	2.389	2.898
	<u>54.080</u>	<u>47.951</u>
Totales	<u>54.080</u>	<u>47.951</u>
Largo plazo:		
Indemnización años de servicio	130.816	116.932
Impuesto a la Renta (Nota 7)	207.685	147.814
Provisión retiro de plataformas, normalización de pozos y yacimientos y remediación medio ambiental (1)	58.839	36.168
Provisión valuación inversiones	10.499	9.703
Otras provisiones a largo plazo	806	1.129
	<u>408.645</u>	<u>311.746</u>
Totales	<u>408.645</u>	<u>311.746</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 31 de marzo de 2006, se registraron castigos en Enap Sipetrol S.A. por un monto de MUS\$3.109 (MUS\$1.789 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.

17. 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.

17. Indemnizaciones al personal por años de servicio

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Saldo inicial al 1° de enero	141.225	126.836
Incremento de provisión	3.857	4.041
Pagos del período	(1.077)	(2.863)
Diferencia de cambio	<u>(3.300)</u>	<u>(6.066)</u>
Totales	<u>140.705</u>	<u>121.948</u>

18. Interés minoritario

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

18 - 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.	939.447	0,04	376	12	751.904	0,04	300	14

19. Cambios en el patrimonio

a. Cambios en el patrimonio :

El movimiento del patrimonio registrado entre el 1° de enero y el 31 de marzo 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).

(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\$27.000 provenientes de la cobertura contratada, (opción tipo call spread con J.P.Morgan) para estabilizar el precio del diesel.

III

(6)-El Fisco de Chile, a través del Ministerio de Hacienda ordenó mediante el Decreto N°370 del 28 de marzo de 2006, el traspaso a rentas generales de la Nación, de parte de las utilidades del año 2005 por MUS\$74.378 (equivalentes a M\$40.164.000 a un tipo de cambio de \$540 por dólar), que deben ser ingresadas a la Tesorería General de la República durante los meses de Marzo a Junio en cuotas de M\$10.041.000 cada una.

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

19. Cambios en el patrimonio

Cambios en el patrimonio

RUBROS	31/03/2006									31/03/2005								
	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	-18.728	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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	-762	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.206	0	0	0	0	0
Traspaso retasación técnica Activo Fijo coligada	0	0	0	-16	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos por aplicación Decreto Hacienda N° 390	0	0	0	0	0	27.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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	42.554	0	0	0	0	0	0	0	0	43.931
Dividendos provisorios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo Final	791.471	0	0	-69.210	0	204.486	0	0	42.554	753.110	0	0	-68.175	0	72.042	0	0	43.931
Saldos Actualizados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	753.110	0	0	-68.175	0	72.042	0	0	43.931

19. 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	2.694	(1.206)
Otras reservas	4.125	9.060
Totales	(69.210)	(68.175)

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)
Totales	(76.029)	-	-	(76.029)	(76.029)

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	-
Cía. Latinoamericana Petrolera S.A.	113	(61)	-	52	(28)
Norgas S.A.	205	(72)	-	133	186
Sociedad Nacional Marítima S.A.	107	(54)	-	53	(727)
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	103	(49)	-	54	(180)
Petrosul S.A.	696	-	-	696	(103)
Enercon S.A.	261	-	-	261	-
Geotérmica del Norte S.A.	159	(55)	-	104	(71)
Innergy Holding S.A.	145	43	-	188	(4)
Inversiones Electrogas S.A.	380	(149)	-	231	(277)
Electrogas S.A.	1	-	-	1	-
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	30	(6)	-	24	-
Gas de Chile S.A.	4	-	-	4	(2)
Totales	3.456	(762)	-	2.694	(1.206)

19. 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	9.060
Totales	4.141	(16)	-	4.125	9.060

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.

20. 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.

20. Otros Ingresos y Egresos fuera de la explotación

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
a. Otros ingresos:		
Resultado en venta de activo fijo	360	1.064
Ingresos por servicios varios	2.456	2.651
Ajuste de inversiones	1.871	-
Otros ingresos	329	310
Totales	<u>5.016</u>	<u>4.025</u>
b. Otros egresos :		
Provisión valuación de inversiones	(425)	(566)
Ajuste de inversiones	(479)	(80)
Seguro opción por commodity	(4.590)	-
Pérdida en venta acciones	(4)	-
Provisión plan desvinculación laboral	(87)	-
Otros egresos	(1.477)	(1.190)
Totales	<u>(7.062)</u>	<u>(1.836)</u>

21. 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).

21. Diferencias de Cambio

Diferencias de Cambio

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		31/03/2006	31/03/2005
ACTIVOS (CARGOS) / ABONOS			
DISPONIBLE	CLP	-1.226	-4.676
	ARS	-99	0
	COL\$	6	0
DEUDORES	CLP	-15.354	-19.464
	ARS	107	0
	COL\$	3	0
	UKL	33	0
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	CLP	-2.950	-686
	ARS	32	0
DEUDORES LARGO PLAZO	CLP	-2	-1
OTROS ACTIVOS FIJOS	CLP	0	-192
OTROS ACTIVOS LARGO PLAZO	CLP	-183	-1.062
DOC Y CTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS CP	CLP	24	0
	ARS	-5	0
DOC Y CTAS POR COBRAR EMPRESAS RELACIONADAS LP	CLP	21	-456
IMPUESTOS POR RECUPERAR	ARS	-441	0
	CLP	15.580	-8.643
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	ARS	7	0
Total (Cargos) Abonos		-4.447	-35.180
PASIVOS (CARGOS) / ABONOS			
FINANCIERAS CORTO PLAZO	CLP	0	-221
CUENTAS POR PAGAR CORTO PLAZO	CLP	4.224	7.258
	ARS	-10	0
	COL\$	9	0
PROVISIONES CORTO PLAZO	CLP	3.766	0
	COL\$	0	0
	ARS	0	0
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	CLP	407	4.516
	ARS	40	0
	COL\$	89	0
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO LARGO PLAZO	CLP	0	630
PROVISIONES LARGO PLAZO	CLP	1.771	2.843
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	CLP	3.303	9.100
DOC Y CTS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS CP	CLP	278	-1.598
DOC Y CTS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS LP	CLP	59	106
RETENCIONES	CLP	0	-9
DOC Y CTS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS CP	ARS	3	0
	UKL	45	0
RETENCIONES	ARS	405	0
Total (Cargos) Abonos		14.389	22.625
(Pérdida) Utilidad por diferencia de cambio		9.942	-12.555

22. 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:

22. 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	225	213	1.241	1.387
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - local	568	490	3.216	3.183
Desembolso por emisión de colocación bonos - internacional	1.340	1.400	8.059	9.939
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - internacional	272	272	1.608	1.879
Totales	2.405	2.375	14.124	16.388

23. Estado de Flujo de Efectivo
--

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

23. Estado de Flujo de Efectivo

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Disponible	52.777	76.571
Depósitos a plazo	27.863	51
Totales	<u>80.640</u>	<u>76.622</u>

Otros Ingresos de Inversión	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Devolución capital coligada Productora de Diesel S.A.	6.263	-
Recuperación de préstamos del personal corto y largo plazo	1.187	1.672
Totales	<u>7.450</u>	<u>1.672</u>

24. 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 31 de marzo 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 y 2005 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.

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

24. 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	100.679	100.679	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PLAZO	39.594	119	39.713
CROSS CURRENCY	CCPE	7.683	IV TRIMESTRE 2012	TIPO DE CAMBIO Y TASAS	C	OBLIGACIONES CON EL PUBLICO (B	9.979	9.979	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PLAZO	2.996	-2	2.994
CROSS CURRENCY	CCPE	21.017	III TRIMESTRE 2018	TIPO DE CAMBIO	C	OBLIG LP VCT Y ACREEDORES L P	17.000	17.000	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	1.680	0	1.680
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	1.210	55	1.265
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/ PASIVOS L/PL	1.211	56	1.267
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L.P	1.208	55	1.263
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	1.584	31	1.615
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	1.597	32	1.629
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	669	0	669
S	CCTE	250.000	IV TRIMESTRE 2006	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. POR PAGAR	250.000	250.000	OTROS ACTIVOS/ PASIVOS CIRCULANTE	1.831	0	1.831
S	CCTE	200.000	IV TRIMESTRE 2007	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. Y CUENTAS POR PAGAR	200.000	200.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	1.106	0	1.106
S	CCTE	150.000	IV TRIMESTRE 2010	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. Y CUENTAS POR PAGAR	150.000	150.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	707	0	707
S	CCTE	14.679	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	14.679	-	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	11.802	0	-11.802
S	CCTE	65.949	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	29.440	-	OTROS ACT/PAS CIRCULANTES Y LARGO PLAZO	23.622	0	-23.622

25. Contingencias y Restricciones

a. Juicios:

Actualmente la Empresa mantiene juicios laborales por un monto aproximado de MUS\$7.374, este monto incluye MUS\$2.292, correspondiente a un juicio por término injustificado de contrato laboral, en el cual se demanda dicha cantidad a título de daño moral. 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\$66.835. 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\$ 4.336, algunos de los cuales se encuentran en periodo de discusión y otros con medida para mejor resolver y pendiente de cumplimiento. 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. Dicha sentencia ha sido impugnada por Missano Inc., mediante los recursos de apelación y casación en la forma, ante la I. Corte de Apelaciones de Santiago.

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 aquellos 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 31 de marzo 2006 mantiene las siguientes contingencias:

COLOMBIA

- Acevedo

De acuerdo a lo informado al 31 de diciembre de 2005, se avanza en el desarrollo de las obras de remediación propuestas y acordadas en el Pacto de Cumplimiento aprobado por el Juzgado.

- Campo Guaduas Pozo TP4 Proceso Ejecutivo, Sr. Van Arcken & Enap Sipetrol S.A. El juzgado de conocimiento dicto sentencia resolviendo de fondo, la cual fue apelada por Enap Sipetrol S.A. y el demandante alegó su defensa. El proceso se encuentra para fallo de apelación.

- Campo Guaduas Acción Popular (Inversión 1%)

Se tuvo Audiencia de Pacto de Cumplimiento el día 25 de octubre de 2005, en la cual Enap Sipetrol S.A. presentó su defensa de fondo. La Audiencia fue declarada fallida y siguió adelante el proceso. En la actualidad el expediente se encuentra en el despacho del Magistrado.

b. Garantías Directas - Ver planilla adjunta.

25. Contingencias y Restricciones

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:

(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 31 de marzo de 2006, ENAP ha contribuido aproximadamente con US\$32,4 millones en la citada coligada, de los cuales US\$22,9 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

25. Contingencias y Restricciones

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. 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.

25. Contingencias y Restricciones

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., 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 31 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 31 de marzo de 2006 cumple con los convenants 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
-------------------	-----------------	----------------------------

25. Contingencias y Restricciones

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 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 periodo 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 N01 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.

3) Venteo de Gas UTE Area Magallanes

La Secretaría de Energía con fecha 27 de junio de 2005, impuso a YPF S.A., en su carácter de concesionaria de explotación de hidrocarburos del Area Magallanes, una multa por el supuesto venteo excesivo de gas natural.

Asimismo, se dispuso que la decisión fuera notificada, también a Sipetrol Argentina S.A. en razón de su condición de operador del Area en cuestión y como integrante de la UTE antes mencionada.

Con fecha 18 de agosto de 2005 la empresa interpuso recurso de reconsideración contra la resolución indicada.

De Colombia

Campo Guaduas

Se mantiene un conflicto de competencias entre la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca y el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, respecto del destino de la inversión obligatoria del 1% para reforestación del campo Guaduas, ya que el Ministerio no avala el uso de dichos recursos solicitado por la CAR y Municipalidad.

25. Contingencias y Restricciones

Para evitar las acusaciones de incumplimiento de nuestra obligación del 1%, Sipetrol constituyó una cuenta corriente, en la cual se depositaron los fondos respectivos, a la espera de que se resuelva el conflicto de competencias.

Sobre la inversión del 1% del Oleoducto Guaduas - La Dorada recibió posición del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial en la cual no avalan la inversión de este rubro en el proyecto de recuperación de la Cárcava de Llanadas.

No existen otras contingencias relevantes a informar al 31 de marzo de 2006.

25. 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 marzo	Liberación de garantías				
			Tipo	Valor Contable		2005	2006	Activos	2007 y siguientes	Activos
					2006					

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							8.500	
Banco de Chile	Cubrir trabajos comprometidos durante el período de exploración del Bloque East Ras Qattara (MU\$2.374)	Stand By							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							4.700	

Enap Refinerías S.A.

Banco BCI	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\$11.000), válida hasta el 2 de junio de 2006.	Boleta de Garantía Bancaria							11.000	
-----------	--	-----------------------------	--	--	--	--	--	--	--------	--

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

25. Contingencias y Restricciones
c. Garantías indirectas

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago		Liberación de garantías			
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	a la fecha de marzo		2006	Activos	2007 y siguientes	Activos
							2006	2005				
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\$ 2.025					(*)	
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\$ 2.012					(*)	

25. Contingencias y Restricciones

c. Garantías indirectas

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago		Liberación de garantías				
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	a la fecha de marzo		2006	Activos	2007 y siguientes	Activos	
							2006	2005					
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\$ 807						(*)	
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	37.222 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$ 1.983						(*)	
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\$ 500						(*)	

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

25. 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 marzo		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\$4027	MUS\$17.426	MUS\$19.651				(*)	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\$2.025	MUS\$22.141	MUS\$25.133				(*)	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\$2.825	MUS\$96.069	MUS\$53.451				(*)	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	67.000 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$ 3.568	MUS\$87.212	-				(*)	67.000 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\$ 500						(*)	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.

26. 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\$1.348.

27. Moneda Nacional y Extranjera

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos cuya reajustabilidad se encuentra expresada en dólares estadounidenses al 31 de diciembre de 2005 y 2004, se presentan en cuadros adjuntos.

27. Moneda Nacional y Extranjera Activos

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		31/03/2006	31/03/2005
Activos Circulantes			
DISPONIBLE	\$ NO REAJUSTABL	40.473	53.235
-	DÓLARES	11.409	23.336
-	\$ ARGENTINOS	895	0
DEPÓSITO A PLAZO	DÓLARES	27.863	51
DEUDORES POR VENTA	\$ NO REAJUSTABL	478.393	414.229
-	DÓLARES	108.889	84.972
DEUDORES VARIOS	\$ REAJUSTABLES	1.485	1.768
-	UF	31	74
-	\$ NO REAJUSTABL	34.644	29.296
-	\$ ARGENTINOS	1	0
-	DÓLARES	15.170	13.262
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS	\$ NO REAJUSTABL	5.798	6.668
-	DÓLARES	12.808	7.173
EXISTENCIAS	DÓLARES	985.656	824.772
IMPUESTOS POR RECUPERAR	DÓLARES	10.132	8.064
-	\$ REAJUSTABLES	94.206	11.247
-	\$ NO REAJUSTABL	11.123	48.391
-	\$ ARGENTINOS	43	0
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	\$ NO REAJUSTABL	469	12.020
-	DÓLARES	17.062	1.151
IMPUESTOS DIFERIDOS	\$ REAJUSTABLES	0	2.061
-	DÓLARES	23.898	17.322
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	UF	2.895	334
-	\$ NO REAJUSTABL	1.316	7.076
-	DÓLARES	25.374	9.929
Activos Fijos			
ACTIVO FIJO NETO	DÓLARES	1.617.420	1.395.661
Otros Activos			
INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS	\$ REAJUSTABLES	2.298	3.736
-	DÓLARES	142.053	148.794
INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES	\$ REAJUSTABLES	8	7
MENOR VALOR INVERSIONES	DÓLARES	4.463	376
DEUDORES DE LARGO PLAZO	DÓLARES	357	3.438
-	\$ REAJUSTABLES	23.941	21.635
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS	\$ REAJUSTABLES	0	8.899
-	DÓLARES	10.722	566
IMPUESTOS DIFERIDOS L.P.	DÓLARES	28.525	0
OTROS	DÓLARES	90.336	57.003
-	\$ NO REAJUSTABL	650	21.352
-	\$ REAJUSTABLES	1.242	0
-	UF	3.124	0
INTANGIBLES	DÓLARES	0	1
Total Activos			
-	\$ NO REAJUSTABL	572.866	592.267
-	DÓLARES	3.132.137	2.595.871
-	\$ ARGENTINOS	939	0
-	\$ REAJUSTABLES	123.180	49.353
-	UF	6.050	408

27. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos Circulantes

RUBRO	MONEDA	HASTA 90 DÍAS				90 DÍAS A 1 AÑO			
		31/03/2006		31/03/2005		31/03/2006		31/03/2005	
		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	22.616	3,5%	27.839	2,99%	60.903	4,7%	1.763	2,99%
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO CORTO PLAZO	DÓLARES	7.340	0	7.645	6,75%	305	0	0	0
OBLIGACIONES LARGO PLAZO CON VENCIMIENTO DENTRO DE UN AÑO	UF	547	3,7%	457	6,7%	635	3,7%	93	6,7%
CUENTAS POR PAGAR	\$ NO REAJUSTABL	26.617	0	90.240	0	145	0	0	0
-	DÓLARES	802.082	0	773.169	0	0	0	0	0
-	UF	5.258	0	41	0	0	0	0	0
DOCUMENTOS POR PAGAR	DÓLARES	174.411	0	117.544	0	147.387	0	0	0
ACREEDORES VARIOS	UF	0	0	0	0	0	0	238	0
-	DÓLARES	4.100	0	5.191	0	0	0	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	2.074	0	358	0	175	0	0	0
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS	\$ NO REAJUSTABL	1.812	0	226	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	0	0	3.881	0	1.350	16,11%	0	0
-	DÓLARES	0	0	0	0	649	7,58%	0	0
-	DÓLARES	0	0	0	0	875	10,01%	0	0
-	DÓLARES	0	0	0	0	1.978	6,43%	0	0
-	DÓLARES	0	0	0	0	6.897	4,27%	0	0
PROVISIONES	\$ NO REAJUSTABL	38.656	0	43.057	0	8.354	0	0	0
-	DÓLARES	4.307	0	4.894	0	0	0	0	0
-	\$ REAJUSTABLE	2.763	0	0	0	0	0	0	0
RETENCIONES	\$ NO REAJUSTABL	10.188	0	16.170	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	9.241	0	35	0	0	0	0	0
IMPUESTO A LA RENTA	DÓLARES	1.337	0	46.911	0	0	0	0	0
INGRESOS PERCIBIDOS POR ADELANTADO	\$ NO REAJUSTABL	167	0	26	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	0	0	687	0	0	0	0	0
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	DÓLARES	17.983	0	555	0	0	0	0	0
DIVIDENDOS POR PAGAR	DÓLARES	0	0	15	0	0	0	0	0
Total Pasivos Circulantes									
-	DÓLARES	1.043.417	-	988.366	-	220.344	-	1.763	-
-	UF	5.805	-	498	-	635	-	331	-
-	\$ NO REAJUSTABL	79.514	-	150.077	-	8.674	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	2.763	-	0	-	0	-	0	-

27. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos largo plazo período actual 31/03/2006

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	127.875	4,7%	100.000	4,7%	0	-	0	-
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO LARGO PLAZO (BONOS)	UF	0	-	0	-	110.658	4,25%	0	-
-	DÓLARES	0	-	0	-	440.000	5,81%	0	-
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	DÓLARES	648	LIBOR 180 + 1,5%	648	LIBOR 180 + 1,5%	1.080	LIBOR 180 + 1,5%	1.448	LIBOR 180 + 1,5%
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	3.580	0	2.517	0	10.016	0	0	0
-	UF	495	7,7%	438	7,7%	672	7,7%	0	-
DCTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMP RELACIONADAS LP	DÓLARES	4.458	0	0	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	3.710	16,11%	4.624	16,11%	8.951	16,11%	8.299	16,11%
-	DÓLARES	1.592	7,58%	1.668	7,58%	4.535	7,58%	4.904	7,58%
-	DÓLARES	2.090	10,01%	2.183	10,01%	5.777	10,01%	6.319	10,01%
-	DÓLARES	4.353	6,43%	4.941	6,43%	15.056	6,43%	16.765	6,43%
-	DÓLARES	18.261	4,27%	19.569	4,27%	58.411	4,27%	19.092	4,27%
OTROS	DÓLARES	79.567	-	142	-	214	-	142	-
PROVISIONES LARGO PLAZO	DÓLARES	235.888	-	0	-	36.850	-	5.092	-
-	\$ REAJUSTABLE	7.594	-	8.400	-	32.826	-	81.995	-
Total Pasivos a Largo Plazo									
-	DÓLARES	478.442	-	133.775	-	570.874	-	62.061	-
-	UF	4.075	-	2.955	-	121.346	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	7.594	-	8.400	-	32.826	-	81.995	-

Rut : 92604000 - 6
 Período : 01-01-2006 al 31-03-2006
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1
 FECHA
 IMPRESIÓN: 02-05-2006

27. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos largo plazo período anterior 31/03/2005

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	90.375	3,5%	120.000	3,5%	100.000	3,5%	0	-
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO L. PLAZO	DÓLARES	0	-	0	-	440.000	6,75%	0	-
-	UF	0	-	0	-	95.397	4,25%	0	-
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	DÓLARES	1.102	-	2.204	-	735	-	0	-
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	4.708	3,35%	5.073	-	5.407	-	0	-
PROVISIONES LARGO PLAZO	\$ REAJUSTABLE	4.546	-	27.417	-	39.805	-	48.887	-
-	DÓLARES	157.844	-	653	-	32.594	-	0	-
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	10.774	4,15%	7.528	7,35%	17.586	7,35%	25.685	7,35%
IMPUESTO DIFERIDO LARGO PLAZO	DÓLARES	2.353	-	0	-	0	-	0	-
OTROS	DÓLARES	54.983	-	0	-	0	-	0	-
Total Pasivos a Largo Plazo									
-	DÓLARES	317.431	-	130.385	-	590.915	-	25.685	-
-	UF	4.708	-	5.073	-	100.804	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	4.546	-	27.417	-	39.805	-	48.887	-

28. Sanciones

En el período terminado al 31 de marzo 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.

29. Hechos Posteriores

El 25 y 26 de enero 2006, los Directorios de Enap y de la filial Enap Sipetrol S.A., respectivamente, autorizaron a la administración para que iniciara todas las gestiones conducentes a implementar la reorganización societaria de la operación en Colombia, con el objeto de negociar y enajenar las acciones de la nueva sociedad.

En este ámbito, el 7 de marzo de 2006, ENAP en conjunto con Enap Refinerías S.A., suscribió un Memorándum de Entendimiento con la empresa canadiense Pacific Stratus Energy (PSE) para iniciar negociaciones exclusivas para la enajenación de los intereses que su subsidiaria, Enap Sipetrol S.A., mantiene en Colombia.

Tal como se acordó en el Memorándum de Entendimiento, el 15 de marzo de 2006 ENAP recibió un depósito de parte de PSE por un monto de US\$ 6.000.000, garantizando la seriedad de las negociaciones.

El 13 de abril de 2006, ENAP y Enap Refinerías S.A. suscribieron con PSE el contrato de compraventa de acciones en virtud del cual ENAP y Enap Refinerías S.A. se obligaron a vender a dicha empresa 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.

El cierre financiero de la venta se encuentra sujeto a la obtención de financiamiento por parte de PSE y a las aprobaciones de los entes regulatorios locales en Colombia y Chile.

El precio de venta alcanza los US\$ 60.220.000, menos un ajuste asociado a los barriles de crudo producido (reducción de reservas) en los meses de enero hasta la fecha del cierre financiero, que se estima ocurrirá en mayo de este año, y más/menos un ajuste por variación en el capital de trabajo, como es habitual en este tipo de transacciones.

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

30. Medio Ambiente

Durante el ejercicio terminado al 31 de marzo de 2006, Enap y sus filiales han efectuado desembolsos relacionados con medio ambiente conforme se detalla en cuadros adjuntos:

30. Medio Ambiente Desembolsos
--

ENAP

	2006 MUS\$
Desarrollo de Estudio de impacto ambiental, Declaración de impacto ambiental y estudios arqueológicos para Proyectos	256
Otros gastos proyectos medioambientales	<u>2</u>
Totales	<u><u>258</u></u>

Enap Sipetrol S.A.

	2006 MUS\$
Inversiones medioambientales relacionadas con proyectos	198
Gasto operativo de unidad gestión ambiental	93
Gastos medio ambientales unidades operativas	<u>185</u>
Totales	<u><u>476</u></u>

30. Medio Ambiente

Desembolsos

ENAP REFINERIAS S.A.

	2006 MUS\$
a) Inversiones relacionadas con proyectos:	
Normalización Sistema Tratamiento de Efluentes	433
Producción Diesel bajo azufre	1.777
Desulfurización gasolina de Cracking	1.668
Mejora Sistema Tratamiento de Aguas Aceite	28
Recup. Gases Combustibles Alineados a Antorcha	13
Mitigación impacto ambiental por operación	19
Subtotal	<u>3.938</u>
b) Gastos operativos Unidad Medio Ambiental:	
Unidad Medio Ambiente	190
Subtotal	<u>190</u>
c) Gastos medio ambientales unidades operativas:	
Planta de azufre	1.834
Planta Desulfurización de Gasolina	90
Planta Desulfurización de Diesel	1.263
Planta de ácido	179
Striper aguas ácidas (SWS)	173
Tratamientos efluentes	188
Subtotal	<u>3.727</u>
TOTAL	<u><u>7.855</u></u>

31 - 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 es el siguiente:

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

(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 - Cañadon 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 Cuenta Golfo San Jorge Campamento Central -Cañadón perdido, que se rige por la Ley N024.145 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 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

31 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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 2006.

Area de explotación obtenida por contrato de asociación para los períodos enero 1984 a diciembre de 2011, de este contrato Enap Sipetrol S.A. ingresó como participante en 1995. Los socios y participación de este campo con Ecopetrol 50%, Braspetro 22,73% y Enap Sipetrol S.A. 27,27%. Este campo se encuentra en este momento en fase productiva

(f) Dindal y Río Seco ubicado en Colombia con operador Enap Sipetrol S.A. Sucursal Colombia y el porcentaje de participación en esta área es de un 90,60%, para el 2005 y 2006.

Con fecha 13 de diciembre de 2002, Sipetrol S.A. suscribió un Contrato de Cesión de Derechos con las empresas Seven Seas Petroleum Colombia, Inc., Petrolinson S.A. y GHK Colombia, mediante el cual Sipetrol adquirió una participación adicional del 57,7% en los Bloques Dindal y Río Seco del yacimiento Guaduas, llegando al 90,6%.

El 21 de febrero de 2003, fue suscrito entre las partes el cierre de la operación de compra de los activos petrolíferos en Colombia, denominado Campo Guaduas (Bloques Dindal y Río Seco).

Sipetrol (Operador) posee después de esta operación, un 90,6% de los derechos de explotación del Campo Guaduas (Bloques Dindal y Río Seco).

(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) 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.

31 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

b. Exploración

El detalle de los proyectos de exploración es el siguiente:

Proyecto	País	Operador		Porcentaje de Participación	
				Enap	Sipetrol
				Marzo 2006	Marzo 2005
				%	%
Cam 3	Argentina	Sipetrol Argentina S.A.	(a)	50,00	50,00
Cam 1	Argentina	Sipetrol Argentina S.A.	(a)	50,00	50,00
La Invernada	Argentina	Wintershall Energía S.A.	(b)	50,00	-
Huila Norte	Colombia	Sipetrol S.A.	(c)	54,00	54,00
Altamizal	Colombia	Sipetrol S.A.	(d)	54,00	54,00
Acevedo	Colombia	Sipetrol S.A.	(e)	30,00	30,00
Doima	Colombia	Hocol S.A.	(f)	50,00	50,00
Tafura	Colombia	Braspetro	(g)	50,00	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	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 50%, para el 2005 y 2006.

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 7 de febrero de 2006, se firmó un Acta de Acuerdo para constituir un nuevo Consorcio según los términos indicados en Nota 33.

De esta manera la Gerencia de Sipetrol Argentina S.A. asegura la continuidad de sus operaciones en las Areas CAM-1 y CAM-3, entendiendo que este acuerdo será favorable a los intereses de la Sociedad.

(b) La Invernada ubicada en Argentina con el operador Wintershall 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 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%

31 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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 el porcentaje de participación en esta área es de un 54%, para el 2005 y 2006.

El 21 de octubre de 2004 la Asociada presenta ante Ecopetrol la renuncia formal al Bloque, la cual fue aceptada el 17 de noviembre de 2004. Actualmente, se efectúan las actividades para el abandono oficial.

(d) Altamizal ubicada en Colombia, el operador es Enap Sipetrol S.A. Sucursal Colombia y el porcentaje de participación en esta área es de un 54%, para el 2005 y 2006.

El 4 de agosto de 2004 la Asociada presenta ante Ecopetrol la renuncia formal al Bloque, la cual fue aceptada el 31 de agosto de 2004. Actualmente se está formalizando ante Ecopetrol la entrega del Bloque.

(e) Acevedo ubicada en Colombia, el operador es Enap Sipetrol S.A. Sucursal Colombia y el porcentaje de participación en esta área es de un 30%, para el 2005 y 2006.

El 29 de junio de 2004 la Asociada presenta ante Ecopetrol la renuncia formal al Bloque, la cual fue aceptada el 1 de julio de 2004. Actualmente se efectúan las actividades para el abandono oficial.

(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 2006.

Con fecha 8 de julio de 2003, las Partes firman el Joint Operation Agreement (JOA) en el que se determinan los porcentajes de participación luego de la cesión, ratificando las participaciones (50% de participación).

(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 2006.

Con fecha 31 de diciembre de 2002, fue suscrito entre Sipetrol S.A. y Braspetro por una parte y ECOPETROL por la otra, el Contrato de Asociación para el Bloque Tafura en Colombia. Se fijó como fecha efectiva del Contrato el 1 de marzo de 2003.

El 28 de enero de 2004, la Sociedad presenta ante Ecopetrol la renuncia formal al Bloque, la cual fue aceptada el 4 de febrero de 2004. Actualmente se está formalizando ante Ecopetrol el acta de Terminación del Contrato de Asociación.

(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 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.

31 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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%.

(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.

(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.

Con fecha 21 de septiembre de 2003, el Ministerio de Energía y Minería de Yemen ha comunicado oficialmente la participación de Sipetrol International S.A. en el Consorcio que explora el Bloque 35. El 30 de Noviembre de 2005, Sipetrol International S.A. y la empresa canadiense Virgin Resources Limited, suscribieron un Sale and Purchase Agreement por el cual Sipetrol International 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 Operating 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 Ltd. ha propuesto a los socios Petrobrás y Tecpetrol la realización de un OCM para resolver respecto de los temas pendientes y poder dar curso a la extinción del acuerdo entre los socios (JOA) dentro del año 2006.

En lo que respecta a Bseal 4, consorcio operado por Devon, fue terminado efectivamente mediante la suscripción del Distrato y extinguido el JOA, con lo cual, no existen asuntos ni obligaciones pendientes entre las partes.

En cuanto a Bpot 3, cuyo operador es Tecpetrol, tanto Sipetrol como Petrobrás han gestionado por distintas vías a Tecpetrol para que cite a un OCM con el objeto de tratar la terminación del JOA y del consorcio, en los mismos términos que los señalados para Bseal 4. A la fecha no se ha producido un acuerdo al respecto.

c. Oleoductos

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

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.

ANÁLISIS RAZONADO

ANALISIS RAZONADO EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO Y FILIALES

Los principales rubros de activos y pasivos al 31 de marzo de 2006 y 2005 son los siguientes:

	31/03/2006	31/03/2005
	MMUS\$	MMUS\$
Activo Circulante	1.910	1.576
Activo Fijo Neto	1.617	1.396
Otros Activos	308	266
Total Activos	3.835	3.238

	31/03/2006	31/03/2005
	MMUS\$	MMUS\$
Pasivo Circulante	1.361	1.141
Pasivo Largo Plazo	1.505	1.296
Total Pasivo Exigible	2.866	2.437

Interés Minoritario	0	0
Patrimonio	969	801
Total Pasivos y Patrimonio	3.835	3.238

Activos

Los activos totales se incrementaron de US\$3.238 millones en marzo de 2005 a US\$3.835 millones a igual fecha de 2006, lo que representa un aumento de un 18,4%, que se explica principalmente por el incremento de un 21,2%, equivalente a US\$334 millones, de los activos circulantes, pero también por un aumento de 15,9% (US\$222 millones) en el activo fijo y un incremento de US\$42 millones (15,8%) en los otros activos.

El aumento en los activos circulantes es resultado principalmente del incremento de US\$161 millones en el monto de existencias pasando de US\$825 millones en marzo de 2005 a US\$986 millones a igual fecha de 2006, lo que se explica en gran parte por los mayores precios registrados en el primer trimestre de este año. Además se presentan incrementos de US\$88 millones en los deudores por venta, que se explican también por los mayores precios de productos registrados, de US\$48 millones en impuestos por recuperar y de US\$28 millones en depósitos a plazo. Estos aumentos en circulantes fueron sólo parcialmente compensados por una reducción de US\$24 millones en el disponible.

El incremento en el activo fijo fue menor a la del activo circulante, alcanzando un monto de US\$222 millones, que representa un aumento de un 15,9%. Este incremento se explica principalmente por el mayor monto en construcciones y obras de infraestructura de 4,4% por un valor de US\$166 millones, y los mayores otros activos fijos por US\$ 214 millones (128,2%) que fueron sólo parcialmente compensados por la mayor depreciación por US\$161 millones. Por otra parte, los otros activos se incrementaron en un 15,8% pasando de US\$266 millones en el primer trimestre de 2005 a US\$308 millones a igual fecha de 2006, donde influye principalmente el aumento de US\$17 millones en los otros del total otros activos, y de US\$29 millones en los impuestos diferidos largo plazo. Estos incrementos fueron sólo parcialmente compensados por la disminución de US\$8 millones en las inversiones en empresas relacionadas.

Pasivos

El total de pasivos exigibles se incrementó en un 17,6%, pasando de US\$2.437 millones en marzo de 2005 a US\$2.866 millones a igual fecha de 2006. Dicho aumento se explica tanto por los mayores pasivos circulantes que se incrementaron en un 19,3% (US\$220 millones) como por el aumento en pasivos de largo plazo de un 16,1% (US\$209 millones).

El aumento en los pasivos circulantes por un monto total de US\$220 millones, se explica principalmente por los mayores documentos por pagar por US\$204 millones, que se utilizaron para financiar el mayor capital de trabajo necesario debido a los mayores precios de crudos y productos. Además se incrementaron las obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo-porción corto plazo por un monto de US\$54 millones (equivalente a un 182%). Estos incrementos sólo fueron parcialmente compensados por las disminuciones en cuentas por pagar por US\$29 millones y en impuesto a la renta por US\$46 millones.

Por otra parte, los pasivos a largo plazo aumentaron en US\$209 millones, pasando de

ANÁLISIS RAZONADO

US\$1.296 millones al 31 de marzo de 2005 a US\$1.504 millones a igual fecha del presente año. El principal incremento en el pasivo de largo plazo está dado en los documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas largo plazo, que aumentaron en un monto de US\$154 millones debido a la entrada en funcionamiento, durante 2005, de dos nuevas plantas pertenecientes a empresas relacionadas en la refinería Bío Bío, que fueron financiadas como si fueran leasing y cuyas obligaciones se reflejan en esta cuenta. Por otro lado, se incrementaron las provisiones a largo plazo en un monto de US\$97 millones, que incluyen la provisión por impuesto a la renta del 40% (especial para empresas del Estado) sobre las utilidades de filiales que no han sido entregadas aún como dividendo. Estos incrementos principales fueron sólo parcialmente compensados por la reducción de US\$83 millones en las obligaciones con bancos e instituciones financieras que corresponden a amortizaciones realizadas durante el año 2005.

El patrimonio mostró, un incremento de 21% entre marzo de 2005 y marzo de 2006, pasando de US\$801 millones a US\$969 millones entre un período y otro. Este aumento está explicado principalmente por las mayores utilidades acumuladas por US\$132 millones (equivalente a un 184%) debido a que durante 2005 no se realizaron traspasos de utilidades al Fisco esperando ver los resultados asociados a los mecanismos de estabilización de precios aplicados durante dicho año. Además se incrementó el monto del capital pagado por un valor de US\$38 millones (5%) debido a las capitalizaciones realizadas durante el año 2005.

INDICADORES DE LIQUIDEZ, ENDEUDAMIENTO Y ACTIVIDAD

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

	31/03/2006	31/03/2005
Liquidez		
Liquidez corriente	1,40	1,38
Razón ácida (1)	0,67	0,65
Endeudamiento		
Deuda Corto Plazo/Deuda Total (%)	47,5%	46,8%
Deuda Largo Plazo/Deuda Total (%)	52,5%	53,2%
Razón de endeudamiento	2,96	3,04
Cobertura gastos financieros (2)	6,99	8,59
Actividad		
Total Activos (MMUS\$)	3.835	3.238
Rotación de inventarios (3)	7,17	6,62
Permanencia de inventarios	50,22	54,36

(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 sólo un trimestre y no está anualizado.

El índice de liquidez se mantuvo casi inalterado, pasando de 1,38 veces el 31 de marzo de 2005 a 1,40 veces en marzo de 2006, reflejando principalmente un leve mayor incremento en activos circulantes que el incremento en pasivos circulantes. Caso similar ocurre con la razón ácida.

El índice de endeudamiento fue de 2,96 en marzo de 2006, relación inferior a los 3,04 de marzo de 2005 debido principalmente al incremento en el patrimonio que superó al incremento en los pasivos exigibles.

En cuanto, a la exigibilidad de la deuda, ésta se presenta en un 47,5% en el corto plazo y un 52,5% en el largo plazo, ponderaciones casi inalteradas con respecto a aquéllas de igual período del año 2005.

La peor cobertura de gastos financieros que pasó de 8,59 veces en marzo de 2005 a 6,99 veces en igual fecha de 2006, se debe al incremento de 24,3% en los gastos financieros que pasaron de US\$19 millones en el primer trimestre de 2005 a US\$23,6 millones en 2006 que se explica principalmente por el aumento en las tasas de interés internacionales. Por otra parte, el R.A.I.I.D.A.I.E se mantuvo prácticamente inalterado entre los dos períodos.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS

	31/03/2006	31/03/2005
	MMUS\$	MMUS\$
Resultado Operacional	98,8	124,0
Gastos Financieros	23,6	19,0
Resultado no Operacional	-12,2	-27,6
R.A.I.I.D.A.I.E.	164,6	162,9
Utilidad después del 17% de impuestos	64,7	74,1
Utilidad después de impuestos	42,6	43,9
Rentabilidad (1)		
Rentabilidad del Patrimonio	4,51%	5,64%
Rentabilidad del Activo	1,13%	1,42%
Rendimiento Activos Operacionales*	3,31%	4,73%

*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 un trimestre sin anualizar.

Resultado Operacional

El resultado operacional consolidado muestra una disminución de un 20,3% entre marzo de 2005 y marzo de 2006 pasando de US\$124 millones en el primer trimestre de 2005 a US\$99 millones en igual período de 2006. Esta reducción de US\$25 millones del resultado operacional se explica por el menor margen de explotación que pasó de US\$146 millones en el primero trimestre de 2005 a US\$121 millones en igual período de 2006, ya que aunque los ingresos de explotación fueron mayores en un 31,2% representando mayores ingresos por US\$425 millones, el incremento en los costos de explotación fue aún mayor, llegando a un 37% que equivale a un monto mayor de costos por US\$450 millones. Los mayores costos de explotación están asociados a utilización de stocks de crudos de fines de 2005 que estaban a precios más caros y por lo tanto incidieron directamente en el margen de refinación. Además influyó la necesidad de realizar mayor importación de productos para hacer frente a la mayor demanda. Dichas importaciones implican márgenes inferiores que afectan en definitiva el margen de explotación total.

Los gastos de administración y ventas, por su parte, permanecieron virtualmente inalterados entre los dos periodos.

Resultado No Operacional

El resultado no operacional, representó una pérdida de US\$12 millones a marzo de 2006, comparada con una pérdida de US\$28 millones en igual período de 2005. Esta reducción en la pérdida no operacional de 55,8% está explicada casi totalmente por el cambio en la cuenta diferencia de cambio que pasó de una pérdida por diferencia de cambio de US\$13 millones en el primer trimestre de 2005 a una ganancia de US\$10 millones en igual período de 2006. Esta menor pérdida operacional fue sólo parcialmente compensada por los mayores gastos financieros por un monto de US\$4,6 millones que representaron un incremento de 24,3% al pasar de US\$19 millones en marzo de 2005 a US\$23,6 millones en marzo de 2006, y explicados por los mayores costos financieros asociados al incremento en la tasa Libor, que afecta a la porción de los documentos por pagar, que está a tasa flotante. También se produjo un incremento de US\$5 millones en los otros egresos fuera de la explotación.

Utilidad del Período

La utilidad del primer trimestre, descontado el impuesto a la renta de primera categoría (17%) alcanzó a los US\$64,7 millones al 31 de marzo de 2006, cifra que es inferior en un 12,8% a los US\$74,1 millones registrados a igual período de 2005. La utilidad neta, descontado el 40% de impuesto del D.L. 2.398, fue de US\$43 millones a marzo de 2006, mientras que a igual período de 2005 ésta fue de US\$44 millones, lo que representa una disminución de un 3,1% en el período. Esta reducción en la utilidad neta se explica principalmente por el peor resultado operacional que fue parcialmente compensado por una menor pérdida no operacional.

Diferencia entre valores económicos y de libros de los activos

Al 31 de marzo de 2006, no se aprecian diferencias significativas entre los valores

ANÁLISIS RAZONADO

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

Cumplidos los tres primeros meses del año, el precio del petróleo crudo marcador internacional West Texas Intermediate (WTI) se ha mantenido por sobre el nivel con que finalizó el año 2005. En el mes de enero, variables geopolíticas en el Medio Oriente y África Occidental tales como el reinicio del programa de energía nuclear de Irán, el incierto futuro del proceso de paz entre palestinos e israelíes ante el crítico estado de salud de Ariel Sharon, y los atentados a las instalaciones petroleras en Nigeria, elevaron el precio promedio del crudo a US\$ 65,5 por barril, US\$ 6,1 por sobre el precio promedio de diciembre de 2005.

En los meses siguientes los efectos de estas tensiones se fueron suavizando y el fortalecimiento de los inventarios de crudos en EEUU, unido al acuerdo de la OPEP del pasado 8 de marzo de mantener la cuota de producción en 28 millones de barriles diarios, permitieron tranquilizar al mercado, terminando el mes de marzo con una cotización promedio inferior a la observada en enero. No obstante lo anterior, las tensiones geopolíticas mencionadas aún siguen dominando la evolución de los precios, manteniendo al mercado atento ante cualquier cambio que pueda traer como consecuencia un desabastecimiento en la oferta de crudo. Se estima que estos factores estarían encareciendo entre cinco a ocho dólares por barril el actual precio del crudo.

Así, cumplido el primer trimestre del año, el WTI registra un precio promedio de 63,3 US\$/barril, mayor en 27% al de igual período del 2005 (US\$ 49,7 por barril).

Por su parte, los precios internacionales de los principales productos, gasolinas y diesel, iniciaron el año con una baja en sus cotizaciones. Sin embargo, los informes entregados en marzo por el Ministerio de Energía de EEUU revirtieron esta tendencia al acusar un considerable descenso en sus niveles de inventarios. Esta caída preocupó al mercado especialmente por el abastecimiento de gasolinas, por cuanto dicho descenso en los inventarios ocurre al inicio de la temporada primavera/verano en el hemisferio norte donde el consumo de este combustible se incrementa estacionalmente. Además, muchas refinerías han entrado en mantención durante este mes y recién están entrando en producción, lo que sumado a la caída de una importante refinería (Hovensa), principal abastecedora de la gasolina de la costa este de Estados Unidos, generó una importante alza en los precios en marzo.

Es así como al primer trimestre, los precios promedio de las gasolinas y el diesel en la costa del Golfo de México fueron de US\$ 71,5 y de US\$ 76,3 por barril respectivamente, comparados con promedios de US\$ 55,8 por barril y US\$ 58,1 por barril, respectivamente para igual período de 2005.

La demanda por productos refinados en el mercado nacional se estima en 3,59 millones de m³, lo que significaría un incremento de 3,2% respecto de igual período 2005.

Flujos de efectivo

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

	31/03/2006	31/03/2005
	MMUS\$	MMUS\$
Flujo neto originado por actividad de la operación	84,4	92,4
Flujo neto originado por actividades de financiamiento	-35,1	-81,5
Flujo neto originado por actividades de inversión	-43,5	-29,6
Flujo neto del período	5,9	-18,6

El flujo originado por actividades de la operación por US\$89,4 millones fue inferior al flujo del primer trimestre de 2005 (US\$92,4 millones) y se explica principalmente por los menores aumentos en activos que afectan flujos de efectivo que compensan a los menores aumentos en pasivos que afectan al flujo de efectivo.

El flujo neto del período de US\$5,9 millones se explica principalmente por el flujo

ANÁLISIS RAZONADO

neto originado por actividades de la operación que no alcanzó a ser totalmente compensado por los flujos negativos de las actividades de financiamiento y los flujos negativos de las actividades de inversión provocado principalmente por la incorporación de activos fijos por US\$50 millones.

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 de aproximadamente 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 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 precio 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 ve minimizado por la política de precios de productos, 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. Gracias a esto al 31 de Diciembre de 2005 se tiene un mix de tasa fija / variable de aproximadamente 86%/13% que se compara con 79%/21%. Esta relación 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.

La empresa ha contratado coberturas con el fin de mitigar el riesgo precio de commodities para el WTI en y el diesel via swaps y opciones. En mayo de 2005, ENAP contrató una opción tipo call spread para la estabilización del precio del diesel que le permite mitigar el alza del precio promedio mensual del WTI sobre US\$58 por barril hasta un tope máximo de US\$61 por barril sobre el cual la compañía recibe una compensación máxima de US\$3 por barril a razón de un volumen mensual de 3 millones de barriles para un período de 10 meses.

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 **31 de Marzo de 2006**, de acuerdo al siguiente detalle:

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

Nota: marcar con una "X" donde corresponde

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>R.U.T.</u>	<u>Firma</u>
Karen Poniachik Pollak	Presidente del Directorio	6379415-5	
Carlos Alvarez Voullieme	Vicepresidente del Directorio	8970274-7	
Aldo Signorelli Guerra	Director	5068583-7	
Francisco Bernasconi Gutiérrez	Director	7825704-0	
Gustavo Cubillos López	Director	2421533-4	
Jorge Matute Matute	Director	5334581-6	
Ramón Jara Araya	Director	5899198-8	
Radovan Razmilic Tomicic	Director	6283668-7	

Fecha: 2 de Mayo de 2006

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 **31 de Marzo de 2006**, de acuerdo al siguiente detalle:

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

Nota: marcar con una "X" donde corresponde

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>R.U.T.</u>	<u>Firma</u>
Enrique Dávila Alveal	Gerente General	5032869-4	

Fecha: 2 de Mayo de 2006