

FECU (Ficha Estadística Codificada Uniforme)

1. IDENTIFICACION

1.01.05.00

Razón Social

EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO

1.01.04.00

RUT Sociedad

92604000 - 6

1.00.01.10

Fecha de inicio

día mes año

1 1 2006

1.00.01.20

Fecha de cierre

día mes año

31 12 2006

1.00.01.30

Tipo de Moneda

Dólares

1.00.01.40

Tipo de Estados Financieros

Consolidado

Informe de los Auditores Externos referido a los Estados Financieros al 31 de Diciembre de 2006

Razón Social Auditores Externos: Deloitte & Touche Sociedad de Auditores y Consulto
RUT Auditores ExternosExtern 80276200-3

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Presidente y Directores
Empresa Nacional del Petróleo

Hemos auditado los balances generales consolidados de Empresa Nacional del Petróleo y Filiales al 31 de diciembre de 2006 y 2005 y los correspondientes estados consolidados de resultados y de flujo de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros consolidados (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la administración de Empresa Nacional del Petróleo y Filiales. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros, basada en las auditorías que efectuamos. El Análisis Razonado y los Hechos Relevantes adjuntos no forman parte integrante de estos estados financieros, por lo tanto, este informe no se extiende a los mismos.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros están exentos de errores significativos. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los importes e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría también comprende una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la administración de la Empresa, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional del Petróleo y Filiales al 31 de diciembre de 2006 y 2005 y los resultados de sus operaciones y el flujo de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile.

Nombre de la persona autorizada que firma Arturo Platt A.
RUT de la persona autorizada que firma 8498077-3

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 12 2006			al 31 12 2005		
		ACTUAL			ANTERIOR		
5.11.00.00 TOTAL ACTIVOS CIRCULANTES		1.875.640			1.736.684		
5.11.10.10 Disponible		54.702			55.378		
5.11.10.20 Depósitos a plazo		14.333			5.739		
5.11.10.30 Valores negociables (neto)		16.915			14.053		
5.11.10.40 Deudores por venta (neto)	4	667.487			588.168		
5.11.10.50 Documentos por cobrar (neto)		0			0		
5.11.10.60 Deudores varios (neto)	4	58.956			49.673		
5.11.10.70 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas	5	20.416			10.768		
5.11.10.80 Existencias (neto)	6	860.859			874.616		
5.11.10.90 Impuestos por recuperar	7	111.494			55.706		
5.11.20.10 Gastos pagados por anticipado		20.572			18.137		
5.11.20.20 Impuestos diferidos	7	9.366			20.741		
5.11.20.30 Otros activos circulantes		40.540			43.705		
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	1.666.590			1.628.558		
5.12.10.00 Terrenos		16.902			16.912		
5.12.20.00 Construcción y obras de infraestructura		4.064.080			3.919.094		
5.12.30.00 Maquinarias y equipos		60.646			57.447		
5.12.40.00 Otros activos fijos		362.343			345.501		
5.12.50.00 Mayor valor por retasación técnica del activo fijo		0			0		
5.12.60.00 Depreciación (menos)		(2.837.381)			(2.710.396)		
5.13.00.00 TOTAL OTROS ACTIVOS		262.775			306.228		
5.13.10.10 Inversiones en empresas relacionadas	10	84.495			150.360		
5.13.10.20 Inversiones en otras sociedades	11	61.449			8		
5.13.10.30 Menor valor de inversiones	12	3.462			4.819		
5.13.10.40 Mayor valor de inversiones (menos)		0			0		
5.13.10.50 Deudores a largo plazo	4	23.893			25.734		
5.13.10.60 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas largo plazo	5	11.518			10.293		
5.13.10.65 Impuestos diferidos a largo plazo	7	15.950			28.713		
5.13.10.70 Intangibles		0			0		
5.13.10.80 Amortización (menos)		0			0		
5.13.10.90 Otros	13	62.008			86.301		
5.13.20.10 Contratos de leasing largo plazo (neto)		0			0		
5.10.00.00 TOTAL ACTIVOS		3.805.005			3.671.470		

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 31 12 2006			al 31 12 2005		
		ACTUAL			ANTERIOR		
5.21.00.00 TOTAL PASIVOS CIRCULANTES		1.325.472			1.212.842		
5.21.10.10 Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo	14	0			0		
5.21.10.20 Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo - porción corto plazo	14	27.012			56.088		
5.21.10.30 Obligaciones con el público (pagarés)		0			0		
5.21.10.40 Obligaciones con el público - porción corto plazo (bonos)	16	5.757			5.778		
5.21.10.50 Obligaciones largo plazo con vencimiento dentro un año		1.279			1.259		
5.21.10.60 Dividendos por pagar		0			0		
5.21.10.70 Cuentas por pagar		988.926			711.867		
5.21.10.80 Documentos por pagar		51.289			311.196		
5.21.10.90 Acreedores varios		15.848			5.546		
5.21.20.10 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas	5	14.094			19.418		
5.21.20.20 Provisiones	17	43.816			53.670		
5.21.20.30 Retenciones		58.274			11.913		
5.21.20.40 Impuesto a la renta	7	90.801			0		
5.21.20.50 Ingresos percibidos por adelantado		150			153		
5.21.20.60 Impuestos diferidos		0			0		
5.21.20.70 Otros pasivos circulantes		28.226			35.954		
5.22.00.00 TOTAL PASIVOS A LARGO PLAZO		1.540.396			1.539.027		
5.22.10.00 Obligaciones con bancos e instituciones financieras	15	391.000			263.500		
5.22.20.00 Obligaciones con el público largo plazo (bonos)	16	551.935			553.987		
5.22.30.00 Documentos por pagar largo plazo		3.662			3.878		
5.22.40.00 Acreedores varios largo plazo		16.427			18.148		
5.22.50.00 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas largo plazo	5	212.027			225.609		
5.22.60.00 Provisiones largo plazo	17	321.952			403.964		
5.22.70.00 Impuestos Diferidos a largo plazo		0			0		
5.22.80.00 Otros pasivos a largo plazo		43.393			69.941		
5.23.00.00 INTERES MINORITARIO	19	254			364		
5.24.00.00 TOTAL PATRIMONIO	20	938.883			919.237		
5.24.10.00 Capital pagado	20	876.701			791.471		
5.24.20.00 Reserva revalorización capital		0			0		
5.24.30.00 Sobreprecio en venta de acciones propias		0			0		
5.24.40.00 Otras reservas	20	(69.167)			(68.432)		
5.24.50.00 Utilidades retenidas (sumas códigos 5.24.51.00 al 5.24.56.00)		131.349			196.198		
5.24.51.00 Reservas futuros dividendos		0			0		
5.24.52.00 Utilidades acumuladas	20	80.550			0		
5.24.53.00 Pérdidas acumuladas (menos)		0			(1.646)		
5.24.54.00 Utilidad (pérdida) del ejercicio	20	50.799			197.844		
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		3.805.005			3.671.470		

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	1.01.04.00 R.U.T.			92604000 - 6		
		ACTUAL	ANTERIOR				
		2006	2005	2005	2005	2005	2005
		desde hasta	desde hasta	desde hasta	desde hasta	desde hasta	desde hasta
5.31.11.00 RESULTADO DE EXPLOTACION		242.800	448.420				
5.31.11.10 MARGEN DE EXPLOTACION		326.756	523.138				
5.31.11.11 Ingresos de explotación		7.823.837	6.673.976				
5.31.11.12 Costos de explotación (menos)		(7.497.081)	(6.150.838)				
5.31.11.20 Gastos de administración y ventas (menos)		(83.956)	(74.718)				
5.31.12.00 RESULTADO FUERA DE EXPLOTACION		(80.126)	(78.800)				
5.31.12.10 Ingresos financieros		5.586	2.940				
5.31.12.20 Utilidad inversiones empresas relacionadas	10	14.382	17.836				
5.31.12.30 Otros ingresos fuera de la explotación	21	36.422	9.322				
5.31.12.40 Pérdida inversión empresas relacionadas (menos)	10	(4.353)	(5.660)				
5.31.12.50 Amortización menor valor de inversiones (menos)	12	(1.357)	(1.424)				
5.31.12.60 Gastos financieros(menos)		(108.066)	(89.877)				
5.31.12.70 Otros egresos fuera de la explotación (menos)	21	(14.047)	(16.425)				
5.31.12.80 Corrección monetaria		0	0				
5.31.12.90 Diferencias de cambio	22	(8.693)	4.488				
5.31.10.00 RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA E ITEMES EXTRAORDINARIOS		162.674	369.620				
5.31.20.00 IMPUESTO A LA RENTA	7	(111.904)	(171.698)				
5.31.30.00 ITEMES EXTRAORDINARIOS		0	0				
5.31.40.00 UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DE INTERÉS MINORITARIO		50.770	197.922				
5.31.50.00 INTERES MINORITARIO	19	29	(78)				
5.31.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) LÍQUIDA		50.799	197.844				
5.32.00.00 Amortización mayor valor de inversiones		0	0				
5.30.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO		50.799	197.844				

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO

2.03 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

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

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

	día	mes	año		día	mes	año
desde	01	01	2006	desde	01	01	2005
hasta	31	12	2006	hasta	31	12	2005

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	NÚMERO NOTA	ACTUAL	ANTERIOR
5.41.11.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN		195.529	332.015
5.41.11.10 Recaudación de deudores por venta		10.513.749	9.805.885
5.41.11.20 Ingresos financieros percibidos		5.580	1.205
5.41.11.30 Dividendos y otros repartos pecibidos		7.711	16.364
5.41.11.40 Otros ingresos percibidos		47.879	181.304
5.41.11.50 Pago a proveedores y personal (menos)		(8.032.146)	(7.345.365)
5.41.11.60 Intereses pagados (menos)		(97.653)	(44.084)
5.41.11.70 Impuesto a la renta pagado (menos)		(108.643)	(186.954)
5.41.11.80 Otros gastos pagados (menos)		(24.270)	(28.447)
5.41.11.90 Impuesto al Valor Agregado y otros similares pagados (menos)		(2.116.678)	(2.067.893)
5.41.12.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		34.453	(105.542)
5.41.12.05 Colocación de acciones de pago		0	0
5.41.12.10 Obtención de préstamos		157.248	89.199
5.41.12.15 Obligaciones con el público		0	0
5.41.12.20 Préstamos documentados de empresas relacionadas		0	0
5.41.12.25 Obtención de otros préstamos de empresas relacionadas		0	0
5.41.12.30 Otras fuentes de financiamiento		0	0
5.41.12.35 Pago de dividendos (menos)		(56.439)	(15)
5.41.12.40 Repartos de capital (menos)		0	0
5.41.12.45 Pago de préstamos (menos)		(66.356)	(194.726)
5.41.12.50 Pago de obligaciones con el público (menos)		0	0
5.41.12.55 Pago de préstamos documentados de empresas relacionadas (menos)		0	0
5.41.12.60 Pago de otros préstamos de empresas relacionadas (menos)		0	0
5.41.12.65 Pago de gastos por emisión y colocación de acciones (menos)		0	0
5.41.12.70 Pago de gastos por emisión y colocación de obligaciones con el público (menos)		0	0
5.41.12.75 Otros desembolsos por financiamiento (menos)		0	0
5.41.13.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		(223.092)	(247.377)
5.41.13.05 Ventas de activo fijo		1.110	27.536
5.41.13.10 Ventas de inversiones permanentes		53.657	5.428
5.41.13.15 Ventas de otras inversiones		0	0
5.41.13.20 Recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas		0	0
5.41.13.25 Recaudación de otros préstamos a empresas relacionadas		374	0
5.41.13.30 Otros ingresos de inversión	24	23.382	7.081
5.41.13.35 Incorporación de activos fijos (menos)		(286.005)	(279.429)
5.41.13.40 Pago de intereses capitalizados (menos)		0	0
5.41.13.45 Inversiones permanentes (menos)		(4.416)	(7.010)
5.41.13.50 Inversiones en instrumentos financieros (menos)		0	0
5.41.13.55 Préstamos documentados a empresas relacionadas (menos)		0	0
5.41.13.60 Otros préstamos a empresas relacionadas (menos)		(2.708)	(938)
5.41.13.65 Otros desembolsos de inversión (menos)		(8.486)	(45)
5.41.10.00 FLUJO NETO TOTAL DEL PERÍODO		6.890	(20.904)
5.41.20.00 EFECTO DE LA INFLACIÓN SOBRE EL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE		0	0
5.41.00.00 VARIACION NETA DEL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE		6.890	(20.904)
5.42.00.00 SALDO INICIAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE		79.060	99.964
5.40.00.00 SALDO FINAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	24	85.950	79.060

CONCILIACION FLUJO-RESULTADO

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

1.00.01.30 Tipo de Moneda
 1.00.01.40 Tipo de Balance

Dólares
Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

CONCILIACION FLUJO-RESULTADO	NÚMERO NOTA	1.01.04.00 R.U.T.			92604000 - 6		
		desde	hasta	año	desde	hasta	año
		01	31	2006	01	31	2005
5.50.10.00 Utilidad (Pérdida) del ejercicio				50.799			197.844
5.50.20.00 Resultado en venta de activos				(18.047)			(439)
5.50.20.10 (Utilidad) Pérdida en venta de activos fijos	21			(2.836)			(848)
5.50.20.20 Utilidad en venta de inversiones (menos)	21			(15.215)			(26)
5.50.20.30 Pérdida en venta de inversiones	21			4			435
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				211.094			190.719
5.50.30.05 Depreciación del ejercicio	8			214.087			196.270
5.50.30.10 Amortización de intangibles				0			0
5.50.30.15 Castigos y provisiones				7.484			17.402
5.50.30.20 Utilidad devengada en inversiones en empresas relacionadas (menos)	10			(14.382)			(17.836)
5.50.30.25 Pérdida devengada en inversiones en empresas relacionadas	10			4.353			5.660
5.50.30.30 Amortización menor valor de inversiones	12			1.357			1.424
5.50.30.35 Amortización mayor valor de inversiones (menos)				0			0
5.50.30.40 Corrección monetaria neta				0			0
5.50.30.45 Diferencia de cambio neta	22			8.693			(4.488)
5.50.30.50 Otros abonos a resultado que no representan flujo de efectivo (menos)				(10.945)			(10.583)
5.50.30.55 Otros cargos a resultado que no representan flujo de efectivo				447			2.870
5.50.40.00 Variación de Activos que afectan al flujo de efectivo (aumentos) disminuciones				716.369			809.369
5.50.40.10 Deudores por ventas				704.952			876.050
5.50.40.20 Existencias				(2.277)			(209.430)
5.50.40.30 Otros activos				13.694			142.749
5.50.50.00 Variación de pasivos que afectan al flujo de efectivo aumentos (disminuciones)				(764.657)			(865.556)
5.50.50.10 Cuentas por pagar relacionadas con el resultado de la explotación				589.231			594.667
5.50.50.20 Intereses por pagar				10.870			46.321
5.50.50.30 Impuesto a la renta por pagar (neto)				3.115			402
5.50.50.40 Otras cuentas por pagar relacionadas con el resultado fuera de explotación				(1.259)			(4.385)
5.50.50.50 Impuesto al Valor Agregado y otros similares por pagar (neto)				(1.366.614)			(1.502.561)
5.50.60.00 Utilidad (Pérdida) del interés minoritario				(29)			78
5.50.00.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN				195.529			332.015

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. (ERSA) refina el petróleo crudo tanto nacional que adquiere a ENAP y el importado a proveedores extranjeros. El financiamiento de las importaciones de crudo y productos, es realizado por ENAP, mediante el pago que efectúa directamente a los proveedores. Además, presta servicios de recepción y almacenamiento de hidrocarburos, a través de terminales y estanques.

Las Sociedades Petro Servicio Corp. S.A. y Enap Sipetrol S.A. realizan fuera del territorio nacional una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

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

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

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

02. Criterios Contables Aplicados

a. Período contable

Los estados financieros consolidados comprenden los años terminados al 31 de diciembre 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 diciembre de 2006 y 2005 han sido preparados de acuerdo a la normativa establecida en los Boletines Técnicos N°72, N°64 y N°42 del Colegio de Contadores de Chile A.G., dependiendo de la fecha en que estos fueron adoptados.

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

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

e. Bases de conversión

Las transacciones efectuadas durante los ejercicios, en pesos chilenos, en unidades de fomento u otras monedas distintas a dólares estadounidenses, se registran al tipo de cambio del dólar observado de la fecha de la transacción. Los activos y pasivos vigentes al cierre del año, que se encuentran pactados en pesos chilenos, en unidades de fomento u otras monedas distintas a dólares estadounidenses se presentan al tipo de cambio observado al cierre del periodo, de acuerdo a las siguientes paridades:

	31/12/2006	31/12/2005
Peso chileno por dólar	532,39	512,50
Peso argentino por dólar	3,06	3,03
Peso colombiano por dólar	2.239,00	2.285,05
Libra esterlina por dólar	0,51	0,58
Unidad de fomento por dólar	0,03	0,03
Euro por dólar	0,76	0,85

f. Depósitos a plazo

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

02. Criterios Contables Aplicados

g. Valores negociables

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

h. Estimación de deudores incobrables

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

i. Existencias

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

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

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

j. Activo fijo

El activo fijo se presenta a su costo de adquisición.

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

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

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

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

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

k. Depreciación activo fijo

La depreciación se calcula en forma lineal sobre la base de los años de vida útil estimada de los bienes, excepto los campos petrolíferos, cuya depreciación se calcula por el método unidad de producción. Este cálculo se efectúa 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. Estas cifras son certificadas en forma periódica por especialistas independientes. La depreciación de oleoductos y gasoductos marinos se calcula por el método de unidad de producción, considerando además de la producción del año y de las reservas probadas-desarrolladas, las reservas probables del área en explotación.

l. Activos en leasing

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

02. Criterios Contables Aplicados

m. 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 controlan en dólares estadounidenses, ajustándose los estados financieros de la Sociedad extranjera a principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile. Los ajustes de cambio por conversión se cargan o abonan a Otras Reservas en el Patrimonio. Este criterio se aplicó hasta diciembre de 2004.

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

n. Inversión en otras sociedades

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

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

ñ. Menor valor de inversiones

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

o. Ingresos percibidos por adelantado

Los ingresos anticipados corresponden a valores percibidos anticipadamente en virtud de un contrato de usufructo suscrito. Estos ingresos se amortizan linealmente con abono a resultados sobre base devengada.

p. 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.

q. 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.

r. 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.

02. Criterios Contables Aplicados

s. 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.

t. Contratos de derivados

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

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

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

u. Vacaciones del personal

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

v. 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.

w. 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.

x. 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.

y. Software computacional

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

z. 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.

aa. 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

02. Criterios Contables Aplicados

por el Boletín Técnico N°50 del Colegio de Contadores de Chile A.G., y comprende el disponible, depósitos a plazo y valores negociables.

Bajo el concepto "Flujo originado por actividades de la operación" se incluyen todos aquellos flujos de efectivo relacionados con el giro social, incluyendo además, los intereses pagados, los ingresos financieros y, en general, todos aquellos flujos que no están definidos como de inversión o financiamiento. Cabe 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			
		31/12/2006			31/12/2005
		DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
87756500-9	ENAP REFINERÍAS S.A.	99,9600	0,0000	99,9600	99,9600
0-E	PETRO SERVICIO CORP. S.A. (ARGENTINA)	99,9900	0,0100	100,0000	100,0000
96579730-0	ENAP SIPETROL S.A.	99,5000	0,5000	100,0000	100,0000
0-E	ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. (FILIAL DE ENAP S	0,5000	99,5000	100,0000	100,0000
0-E	SIPETROL BRASIL LTDA. (FILIAL DE ENAP SIPETRO	0,0000	99,9000	99,9000	99,9000
0-E	ENAP SIPETROL (UK) LIMITED (FILIAL DE ENAP SI	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	SIPETROL USA INC. (FILIAL DE ENAP SIPETROL S.A	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	SIPETROL INTERNACIONAL S.A. (URUGUAY) (FILI	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	SOCIEDAD INTERNACIONAL PETROLERA ENAP EC	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	MANU PERU HOLDING S.A. (FILIAL DE ENAP REFI	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
0-E	INVERSIONES Y PROYECTOS HUMBOLT S.A. (FILI	0,0000	99,9999	99,9999	99,9001

03. Cambios Contables

Durante el año terminado al 31 de diciembre 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)		31/12/2006	31/12/2005	
	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005		31/12/2006	31/12/2005			
Deudores por Ventas	667.255	586.396	532	2.072	667.787	667.487	588.168	0	0	
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	300	-	-	-	-	
Documentos por cobrar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	0	-	-	-	-	
Deudores Varios	55.984	46.993	2.972	2.680	58.956	58.956	49.673	23.893	25.734	
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total deudores largo plazo							23.893	25.734		

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

	2006		2005	
	MUS\$	%	MUS\$	%
Nacionales:				
Distribuidores	476.347	71,36%	461.034	78,39%
Consumidores directos	51.993	7,79%	21.952	3,73%
Extranjeros:				
Deudores extranjeros (1)	139.147	20,85%	105.182	17,88%
Totales	667.487	100,00%	588.168	100,00%

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

05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas

El parámetro de materialidad o significancia establecido por la empresa para informar las transacciones con entidades relacionadas se determinó en un valor total superior a MUS\$500.

En el año 2006 la empresa no realizó transacciones significativas con A&C Pipeline Holding, Energía Concón S.A., Empresa Nacional de Geotermia S.A., Gas de Chile S.A., Geotérmica del Norte S.A, GNL Chile S.A. y Oleoducto Trasandino Argentina S.A..

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

(3) Los saldos por pagar a corto y largo plazo corresponden 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 S.A. y Cía. de Hidrógeno del Bío Bío S.A., cuyos plazos de vencimientos y condiciones en general se describen en notas 8 y 26.

(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.

(6) Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. dejó de ser empresa relacionada en el año 2006, por lo tanto, todas las transacciones realizadas con dicha empresa se presentan bajo los rubros de Deudores por ventas o Cuentas por Pagar, según la transacción que se realice.

(7) Corresponde a Cuentas por pagar de corto plazo de Enap Refinerías S.A., por compra de servicios de energía eléctrica y vapor y servicios de procesamiento; cuyo pago, según contrato, se realiza dentro de los 20 días contados de la fecha de emisión de la factura y pagos semestrales en los meses de febrero y agosto de cada año, respectivamente.

(8) El saldo por cobrar a Primax S.A.(sociedad peruana), corresponde a ventas de productos (operaciones de tipo comercial). Las condiciones de venta son crédito de 30 días de la fecha de facturación sin devengo de intereses.

(9) Las transacciones de Enap Refinerías S.A. con Innergy Holding S.A., corresponden a compras de gas natural cuyas condiciones de pago son de 10 días contados de la fecha de recepción de la factura.

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

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.(6)	0	173	0	0
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A. (1)	0	228	0	0
96806130-5	ELECTROGAS S.A. (1)	0	70	0	0
96694400-5	GAS DE CHILE S.A. (4)	0	0	225	219
78889940-8	NORGAS S.A. (1)	888	827	0	0
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A. (4)	5	5	11.293	10.074
0-E	GASODUCTO DEL PACÍFICO ARGENTINA S.A. (5)	0	1.564	0	0
96668110-1	CIA. LATINOAMERICANA PETROLERA S.A. (1)	0	4	0	0
0-E	PRIMAX S.A. (8)	16.732	7.842	0	0
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA (1)	55	55	0	0
76418940-K	GNL CHILE S.A. (4)	2.733	0	0	0
99519820-7	PETROPOWER ENERGIA LTDA. (1)	3	0	0	0
TOTALES		20.416	10.768	11.518	10.293

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

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A. (1)	90	1.172	0	0
96668110-1	CÍA. LATINOAMERICA PETROLERA S.A. (2)	0	0	4.406	4.577
99519810-K	CÍA DE HIDRÓGENO DEL BÍO BÍO S.A.(3)	1.988	1.861	40.722	42.798
78335760-7	PETROPOWER ENERGÍA LTDA. (7)	646	806	0	0
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A. (3)	1.519	1.298	26.052	27.571
96969000-4	PETROSUL S.A. (3)	1.606	1.491	28.959	30.564
99548320-3	PRODUCTORA DE DIESEL S.A. (3)	8.244	11.643	111.888	120.099
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A. (6)	0	1.147	0	0
0-E	PRIMAX S.A.	1	0	0	0
TOTALES		14.094	19.418	212.027	225.609

05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas
Transacciones

SOCIEDAD	RUT	NATURALEZA DE LA RELACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA TRANSACCIÓN	31/12/2006		31/12/2005	
				MONTO	EFFECTOS EN RESULTADOS (CARGO/ABONO)	MONTO	EFFECTOS EN RESULTADOS (CARGO/ABONO)
SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.	81095400-0	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	0	0	32.279	0
		COLIGADA	SERV. DE TRANSPORTE POR OLEODU	0	0	22.846	0
		COLIGADA	VENTA DE SERVICIOS	0	0	96	4
ELECTROGAS S.A.	96806130-5	COLIGADA	SERV. TRANSPORTE GAS NATURAL	0	0	149	0
INNERGY HOLDING S.A. (9)	96856650-4	COLIGADA	COMPRA DE GAS NATURAL	16.409	0	16.380	0
OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A.	96655490-8	COLIGADA	SERV. TRANSPORTE POR OLEODUCTO	525	0	10.344	0
		COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	2.261	0	1.760	0
NORGAS S.A.	78889940-8	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	14.081	-42	13.813	596
		COLIGADA	COMPRAS VARIAS	34	0	0	0
PETROPOWER ENERGIA LTDA.	78335760-7	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	36.721	0	36.800	0
		COLIGADA	OTRAS VENTAS	808	0	0	0
PRIMAX S.A	0-E	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	234.565	2.456	121.573	0
SOCIEDAD NACIONAL MARÍTIMA S.A.	76384550-8	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	0	0	1.573	0
COMPAÑÍA DE HIDRÓGENO DEL BIOBIO S.A.	99519810-K	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	1.210	-4	0	0

06. Existencias

El detalle de las existencias se presenta en cuadro adjunto.

06. Existencias

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Petróleo crudo	175.789	128.308
Petróleo crudo en tránsito	104.962	252.342
Productos terminados	492.442	445.189
Productos terminados en tránsito	31.073	12.449
Materiales en bodega (neto)	56.593	36.328
Totales	<u>860.859</u>	<u>874.616</u>

Al 31 de diciembre de 2006, la filial Enap Refinerías S.A. realizó un ajuste ascendente a MUS\$4.691 con el objeto de dejar valorizada la canasta de productos terminados a sus respectivos precios de realización, en atención a que los precios de producción como de compras los excedían. El ajuste mencionado se presenta neto en el rubro existencias y con cargo a los costos de explotación.

07. Impuestos diferidos e impuestos a la renta

a. Impuesto a la renta

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

b. Impuestos diferidos

El detalle de los saldos acumulados por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2006 y 2005 se presenta en cuadro adjunto:

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

c. Gastos por impuesto a la renta

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

07. Impuestos diferidos e impuestos a la renta
Impuestos Diferidos

CONCEPTOS	31/12/2006				31/12/2005			
	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	171	0	0	0
Ingresos Anticipados	4.493	0	0	0	133	0	0	0
Provisión de vacaciones	6.411	0	0	0	6.181	0	0	0
Amortización intangibles	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos en leasing	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos de fabricación	0	0	1.152	0	0	0	1.712	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	0	1.666	395	0	62	746	341	0
Utilidades no realizadas venta de crudo	227	0	0	0	6.984	0	0	0
Provisión obsolescencia materiales (1)	0	5.919	0	0	0	8.301	0	0
Provisión retiro plataformas y norma (1)	0	30.229	0	0	0	30.754	0	0
Pérdida tributaria	272	0	0	0	6.726	14.065	0	0
Contratos leasing	0	4.061	0	125	0	3.024	0	35
Gastos diferidos bonos	0	0	0	5.568	0	0	0	6.491
Menor valor bonos	0	0	0	2.838	0	0	0	3.361
Gastos financieros diferidos	0	0	0	3.444	0	0	0	2.371
Provisión desvinculación	0	0	0	0	5.825	0	0	0
Provisión Valuación Inversiones	0	6.431	0	0	0	5.742	0	0
Provisión cuota Exploraciones	0	0	0	0	0	1.085	0	0
Activos Fijos	0	5.673	186	0	0	6.406	1.133	0
Gastos pagados por anticipado	0	0	560	0	0	0	3.175	0
Provisión medio ambiente	85	0	0	0	1.020	0	0	0
OTROS								
Cuentas complementarias-neto de amortiza	0	15.368	0	2	0	15.921	0	3
Provisión de valuación	0	10.688			0	13.234		
Totales	11.659	27.923	2.293	11.973	27.102	40.968	6.361	12.255

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

El detalle del pasivo (activo) 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 diciembre:				
- 17% de primera categoría	19.621	54.883	-	-
- Impuesto único	4.275	813	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades de Enap	46.167	30.516	-	-
- 40% DL-2.398 sobre dividendos coligadas (1)	1.914	2.610	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades filiales (1)	-	-	-	77.787
- Impuestos provenientes del exterior	43.023	37.477	-	-
Total cargos por impuestos del año	115.000	126.299	-	77.787
Traspaso al corto plazo 40% DL-2398 sobre utilidades filiales	80.968	14.852	(80.968)	(14.852)
Saldos de provisiones de impuestos del período anterior	-	-	195.413	132.478
Totales	195.968	141.151	114.445	195.413
Menos:				
- Pagos provisionales del período	(76.927)	(118.109)	-	-
- Anticipo de impuestos del exterior	(27.636)	(29.148)	-	-
- Crédito de capacitación	(604)	(566)	-	-
Saldos netos por pagar (2)	90.801	(6.672)	114.445	195.413

Los impuestos devengados por operaciones en el exterior comprenden impuestos a la renta en Argentina, Ecuador, Uruguay, Inglaterra, Colombia (ex-sucursal) 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, aún cuando existe utilidad tributaria que asciende a MUS\$4.868 al 31 de diciembre de 2006 (pérdida tributaria MUS\$14.932 al 31 de diciembre de 2005), esta utilidad fue compensada con los créditos generados por agencias en el exterior.

Enap Refinerías S.A. no ha constituido provisión por impuesto a la renta en Chile, por existir pérdida tributaria que asciende a MUS\$ 76.125 al 31 de diciembre de 2006 (Utilidad Tributaria MUS\$ 246.551 al 31 de diciembre de 2005).

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

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

(2) Al 31 de diciembre de 2006, este saldo incluye impuesto a la renta por recuperar de ERSA por MUS\$52.600, los cuales se presentan netos incluidos dentro del rubro Provisión Impuesto Renta del Pasivo Circulante y el saldo al 31 de diciembre de 2005 incluye ENAP que presenta impuesto a la renta por recuperar por MUS\$10.526.

El detalle del Impuesto por Recuperar del Activo Circulante al 31 de diciembre de 2006 y 2005 es el siguiente :

	2006	2005
	MUS\$	MUS\$
Impuesto a la renta del período a recuperar	-	6.672
Crédito Fondo Estabilización del Petróleo	13.853	1.024
Derechos de Aduana por recuperar	21.586	5.637
IVA por recuperar	57.383	30.639
Impuesto específico gasolinas y diesel	5.392	11.116
Beneficio tributario por recuperar	12.300	-
Otros impuestos por recuperar	980	618
Total Impuestos por Recuperar	111.494	55.706

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

ITEM	31/12/2006	31/12/2005
Gasto tributario corriente (provisión impuesto)	-71.977	-166.609
Ajuste gasto tributario (ejercicio anterior)	0	0
Efecto por activos o pasivos por impuesto diferido del ejercicio	-12.302	30.311
Beneficio tributario por pérdidas tributarias	12.300	0
Efecto por amortización de cuentas complementarias de activos y pasivos diferidos	552	137
Efecto en activos o pasivos por impuesto diferido por cambios en la provisión de evaluación	2.546	1.940
Otros cargos o abonos en la cuenta	-43.023	-37.477
TOTALES	-111.904	-171.698

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	162.674	369.620
Impuesto diferido 17%	(3.922)	22.395
Impuesto a la Renta 17%	(7.321)	(54.883)
Impuesto Unico	(4.275)	(813)
Impuestos provenientes del exterior	(43.023)	(37.477)
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos según artículo N°2 del D.L. N°2.398	104.133	298.842
Impuesto diferido (tasa 40%)	(5.282)	9.993
Impuesto a la Renta (tasa 40%)	(48.081)	(110.913)
Utilidad antes de amortización mayor valor de inversiones e interés minoritario	<u>50.770</u>	<u>197.922</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	0	34.235
	-----	-----
Total	15.156	49.341

Otros activos fijos:

(1) En este rubro se incluyen las oficinas corporativas adquiridas mediante un contrato de leasing con opción de compra con el Banco Santander Chile. Al 31 de diciembre de 2006 el valor neto asciende a MUS\$ 15.994 (MUS\$ 16.316 en 2005). Este contrato tiene vencimientos mensuales y finaliza en agosto de 2018.

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

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

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

8. Activos Fijos

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

	2006			2005		
	Saldo bruto	Depreciación acumulada	Saldo neto	Saldo bruto	Depreciación acumulada	Saldo neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Terrenos	16.902	-	16.902	16.912	-	16.912
Construcciones y obras de infraestructura	4.064.080	(2.739.503)	1.324.577	3.919.094	(2.641.166)	1.277.928
Maquinarias y equipos	60.646	(37.909)	22.737	57.447	(36.012)	21.435
Otros activos fijos	362.343	(59.969)	302.374	345.501	(33.218)	312.283
Totales	4.503.971	(2.837.381)	1.666.590	4.338.954	(2.710.396)	1.628.558

8. Activos Fijos

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

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Campos petrolíferos	1.574.975	1.625.748
Plataformas petroleras	675.693	664.870
Proyectos inversión - exploración	73.239	34.955
Refinerías y plantas de gasolina	967.329	899.663
Oleoductos y gasoductos	295.527	279.405
Plantas de almacenamiento e instalaciones marítimas	48.082	45.730
Instalaciones de producción	12.287	10.696
Sistemas de reinyección	115.375	108.385
Edificios, poblaciones y campamentos	60.575	59.303
Obras en construcción	240.998	190.339
Total	4.064.080	3.919.094
Menos: Depreciación acumulada	(2.739.503)	(2.641.166)
Valor neto	1.324.577	1.277.928

8. Activos Fijos

El detalle de los otros activos fijos es el siguiente:

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Muebles, útiles y enseres	3.681	7.599
Activos en leasing (1)	268.601	268.619
Materiales en bodega (2)	82.817	66.263
Softwares	7.022	3.020
Otros activos	222	0
Total	<u>362.343</u>	<u>345.501</u>
Menos: Depreciación acumulada	<u>(59.969)</u>	<u>(33.218)</u>
Valor neto	<u><u>302.374</u></u>	<u><u>312.283</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	213.024	193.547
Gasto de administración	1.063	2.723
Totales	214.087	196.270

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

09. Transacciones de venta con retroarrendamiento

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

La obligación por este contrato se incluye en el pasivo circulante en obligaciones a largo plazo con vencimiento dentro de un año por MUS\$1.112 (MUS\$1.902 año 2005) y en el pasivo a largo plazo en acreedores varios largo plazo por MUS\$14.799 (MUS\$16.203 año 2005).

10. Inversiones en empresas relacionadas

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

(1) Los activos y pasivos de las Sociedades Manú Perú Holding S.A. (empresa peruana) y Productora de Diesel S.A. fueron valorizadas a sus valores justos, de acuerdo a la metodología establecida en el Boletín Técnico N072, emitida por el Colegio de Contadores de Chile A.G y Circular N01.697 y N01.699 emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros. Dicha valorización no presentó diferencias significativas con sus respectivos valores libros.

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

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

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

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

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

(6) Durante el mes de marzo de 2006, ENAP vendió 247.937.767 acciones de Geotérmica del Norte S.A., producto de esta operación su participación a marzo de 2006 disminuyó a 44% y generó una pérdida neta de MUS\$ 4 (Nota 21).

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

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

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

Con fecha 06 de julio de 2006 SEEP S.A. se vendió a la empresa canadiense Pacific Stratus Energy en MMUS\$61,8, generando una utilidad neta de MMUS\$15,2 (Nota 21).

INFORMACION SOBRE INVERSIONES EN EL EXTERIOR:

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

10. Inversiones en empresas relacionadas

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

Rut : 92604000 - 6
 Período : 01-01-2006 al 31-12-2006
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1
 FECHA
 IMPRESIÓN: 01-03-2007

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	
					31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005
0-E	PRIMAX S.A. (EX DISTRIBUIDORA PETROX S.A.) (1)	PERU	US\$	86.466.630	49,00000	49,00000	69.448	59.310	5.498	3.816	0	59.310	0	3.816	2.694	1.870	34.030	29.062	0	0	34.030	29.062
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO (CHILE) S.A. (8)	CHILE	US\$	0	0,00000	18,20000	0	142.764	0	13.337	0	0	0	616	2.427	0	25.983	-	-	0	25.983	
0-E	GASODUCTO DEL PACIFICO (ARGENTINA) S.A. (8)	ARGENTINA	US\$	0	0,00000	18,20000	0	82.760	0	7.600	0	0	0	426	1.383	0	15.062	-	-	0	15.062	
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A. (3) (8)	CHILE	PESO	0	0,00000	10,10000	0	130.190	0	23.043	0	0	0	407	2.327	0	13.149	-	-	0	13.149	
78335760-7	PETROPOWER ENERGIA LTDA.	CHILE	US\$	0	15,00000	15,00000	76.187	69.180	16.025	11.073	0	0	0	2.403	1.660	11.428	10.378	-	-	11.428	10.378	
99548320-3	PRODUCTORA DIESEL S.A.	CHILE	US\$	9.989.940	45,00000	45,00000	9.914	24.906	1.861	3.147	0	0	0	837	1.417	4.461	11.208	-	-	4.461	11.208	
0-E	TERMINALES MARITIMAS PATAGÓNICAS S.A. (8)	ARGENTINA	US\$	0	0,00000	13,79000	0	56.392	0	3.414	0	0	0	468	471	0	7.778	-	-	0	7.778	
0-E	OLEODUCTO TRASANDINO (ARGENTINA) S.A.	ARGENTINA	US\$	8.211.770	18,09000	18,09000	25.230	26.911	-1.682	-8.220	0	0	0	-304	-1.487	4.564	4.868	-	-	4.564	4.868	
96969000-4	PETROSUL S.A.	CHILE	US\$	4.739	47,39000	47,39000	12.462	12.403	850	-649	0	0	0	402	-307	5.906	5.877	-	-	5.906	5.877	
96889570-2	INVERSIONES ELECTROGAS S.A. (8)	CHILE	PESO	0	0,00000	15,00000	0	34.285	0	8.033	0	0	0	136	1.205	0	5.143	-	-	0	5.143	
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A.	CHILE	US\$	4.174	41,74000	41,74000	10.361	8.483	1.878	1.809	0	0	0	784	756	4.324	3.541	-	-	4.324	3.541	
96668110-1	COMPAÑIA LATINOAMERICANA PETROLERA S.A.	CHILE	PESO	44.224	40,00000	40,00000	11.412	11.827	-207	-604	0	0	0	-82	-241	4.567	4.732	-	-	4.567	4.732	
78889940-8	NORGAS S.A.	CHILE	PESO	420.000	42,00000	42,00000	6.220	5.901	1.790	1.394	0	0	0	752	585	2.612	2.479	-	-	2.612	2.479	
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO (CHILE) S.A.	CHILE	PESO	3.134.113	18,04000	18,04000	9.008	9.426	-257	-1.639	0	0	0	-46	-296	1.625	1.700	-	-	1.625	1.700	
96971330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A. (6)	CHILE	PESO	1.994.712.495	44,00000	49,00000	3.182	2.810	-7	-24	0	0	0	-5	-12	1.400	1.402	-	-	1.400	1.402	
0-E	A&C PIPELINE HOLDING	CAYMAN	US\$	164.250	18,25000	18,25000	415	591	0	12	0	0	0	0	3	76	108	-	-	76	108	
96694400-5	GAS DE CHILE S.A.	CHILE	PESO	2.973.170	50,00000	50,00000	61	75	-12	-8	0	0	0	-6	-4	32	38	-	-	32	38	
0-E	GASODUCTO CAYMAN LTD. (8)	CAYMAN	US\$	0	0,00000	18,20000	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0	5	-	-	0	5	
96806130-5	ELECTROGAS S.A. (8)	CHILE	PESO	0	0,00000	0,00760	0	31.582	0	8.244	0	0	0	0	1	0	2	-	-	0	2	
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A.	CHILE	PESO	12.334.895	25,00000	25,00000	-6.530	-2.383	-5.455	-12.048	0	0	0	-1.364	-3.012	1	1	-	-	1	1	
76384550-8	SOCIEDAD NACIONAL MARITIMA S.A. (3) (8)	CHILE	PESO	0	0,00000	10,10000	0	14.440	0	4.997	0	0	0	-149	505	0	1.458	-	-	0	1.458	
99519820-7	ENERGIA CONCON S.A. (ENERCON) (2)	CHILE	US\$	234.483	49,00000	49,00000	17.085	10.569	30	6.584	0	0	0	14	3.226	8.372	5.180	-	-	8.372	5.180	
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA S.A. (4)	CHILE	PESO	567.616	49,00000	49,00000	81	421	-1.711	-615	81	421	-1.711	-615	-839	-301	39	206	-	-	39	206
99519810-K	CIA DE HIDROGENO DEL BÍO BÍO S.A.(5)	CHILE	US\$	100.000	10,00000	10,00000	10.566	0	3.969	0	0	0	0	396	0	1.056	1.000	-	-	1.056	1.000	
76418940-K	GNL CHILE S.A. (7)	CHILE	PESO	3.333.333	33,33333	0,00000	-2.607	0	-2.626	0	-6.530	0	0	-2.626	0	-875	0	-	-	1	0	
76532150-6	SOCIEDAD DE EXPLORACION DE EXPLOTACION PETROLERA SA	COLOMBIA	US\$	0	0,00000	0,00000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.046	0	-	-	0	0	
0-E	PRIMAX HOLDING S.A.	ECUADOR	US\$	392	49,00000	0,00000	-1.394	0	-1.395	0	-1.394	0	0	-1.395	0	-683	0	-	-	1	0	
	TOTAL															84.495	150.360	0	0	84.495	150.360	

11. Inversiones en otras sociedades

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

11. Inversiones en otras sociedades
Inversiones en otras sociedades

RUT	SOCIEDAD	NÚMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN	VALOR CONTABLE	
				31/12/2006	31/12/2005
96806130-5	ELECTROGAS S.A.	30	0,0076	2	0
0-E	GASODUCTO CAYMAN LTD.	9.100	18,2000	5	0
0-E	GASODUCTO DEL PACIFICO (ARGENTINA) S.A.	15.900.586	18,2000	14.051	0
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO (CHILE) S.A.	38.592.313	18,2000	20.217	0
96889570-2	INVERSIONES ELECTROGAS S.A.	150	15,0000	5.130	0
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.	10.061.279	10,0610	12.705	0
76384550-8	SOCIEDAD NACIONAL MARITIMA S.A.	12.965.340	12,9650	1.668	0
70036600-6	ASOCIACION GREMIAL DE INDUSTRIALES QUIMICOS A.G.	69	-	7	8
0-E	TERMINALES MARITIMAS PATAGONICAS S.A.	198.025	13,7900	7.664	0

12. Menor y Mayor valor de inversiones

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

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

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

12. Menor y Mayor valor de inversiones
Menor Valor

RUT	SOCIEDAD	31/12/2006		31/12/2005	
		MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR	MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR
0-E	TERMINALES MARÍTIMAS PATAGÓNICAS S.A.	203	0	270	203
0-E	PRIMAX S.A. (EX-DISTRIBUIDORA PETROX S.A.)	1.154	3.462	1.154	4.616
	TOTAL	1.357	3.462	1.424	4.819

13. Otros (Activos)

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

13. Otros (Activos)

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Gastos asociados a la obtención de préstamos	4.220	2.807
Gastos en emisión de bonos y descuento en colocación (Nota 23)	12.338	14.858
Impuestos por amortizar (Colombia)(1)	-	2.488
Materiales de operación de baja rotación (2)	2.194	2.194
Pérdida diferida contratos operaciones Swap WTI	-	20.430
Pérdida diferida por contratos swap tasa interés (Nota 25)	344	5.388
Derechos cross currency swap leasing (Nota 25)	1.902	1.465
Derechos cross currency swap bonos (Nota 25)	40.508	36.597
Otros	502	74
Totales	<u>62.008</u>	<u>86.301</u>

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

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

(2) Los materiales de operación con baja rotación se presentan netos de provisión de obsolescencia por un monto ascendente a MUS\$7.351 (MUS\$ 10.460 en 2005).

14. Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo

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

(1) J.P. Morgan Chase Bank:

En agosto de 2003, la Empresa obtuvo un crédito por un monto de US\$150.000.000, otorgado por un grupo de bancos, actuando como agente el Banco Citibank N.A. Dicho crédito tenía 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 (2º tramo), actuando como agente el J.P. Morgan Chase Bank, el cual tiene un único pago en septiembre 2009. El crédito devenga intereses a tasa Libor + 0,2% los primeros 4 años y de 0,225% el quinto año.

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

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

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

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

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

Con fecha 18 de diciembre de 2003, Enap 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%.

(3) CALYON NEW YORK BRANCH

En diciembre de 2006, la Empresa obtuvo un crédito sindicado por un monto de US\$150.000.000, otorgado por un grupo de bancos, actuando como agente el Banco Calyon New York Branch.

Mediante esta operación, ENAP ha suscrito un contrato de crédito sindicado bajo la ley de Nueva York (denominado "Term Loan Agreement"), con un grupo de 12 bancos internacionales. El préstamo tiene un plazo de 7 años, y se pagará en 6 amortizaciones iguales, cancelando la primera cuota el 14 de junio 2011.

La tasa de interés anual aplicable a esta operación es de Libor + 0,175% para los primeros tres años, Libor + 0,20% para el cuarto y quinto año y Libor + 0,225% para el sexto y séptimo año.

Rut : 92604000 - 6
 Período : 01-01-2006 al 31-12-2006
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1
 FECHA
 IMPRESIÓN: 01-03-2007

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

RUT	BANCO O INSTITUCIÓN FINANCIERA	TIPOS DE MONEDAS E ÍNDICE DE REAJUSTE										\$ NO REAJUSTABLES		TOTALES	
		DOLARES		EUROS		YENES		OTRAS MONEDAS EXTRANJERAS		UF					
		31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2005
Corto Plazo (código 5.21.10.10)															
Largo Plazo - Corto Plazo (código 5.21.10.20)															
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK (1)	4.025	32.083											4.025	32.083
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK (1)	0	1.388											0	1.388
0-E	J.P. MORGAN AGENCIADO (2)	22.595	22.617											22.595	22.617
0-E	CALYON N.Y. BRANCH (3)	392	0											392	0
	Otros	0	0											0	0
	TOTALES	27.012	56.088											27.012	56.088
	Monto capital adeudado	22.500	52.500											22.500	52.500
	Tasa int prom anual	5,69%	3,90%												

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

15. Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo

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

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

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

RUT	BANCO O INSTITUCIÓN FINANCIERA	MONEDA INDICE DE REAJUSTE	AÑOS DE VENCIMIENTO					FECHA CIERRE PERÍODO ACTUAL		FECHA CIERRE PERÍODO ANTERIOR	
			MÁS DE 1 HASTA 2	MÁS DE 2 HASTA 3	MÁS DE 3 HASTA 5	MÁS DE 5 HASTA 10	MÁS DE 10 AÑOS		TOTAL LARGO PLAZO AL CIERRE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS	TASA DE INTERÉS ANUAL PROMEDIO	TOTAL LARGO PLAZO AL CIERRE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
							MONTO	PLAZO			
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK (1)	Dólares	0	0	0	220.000	0	0	220.000	5,62%	220.000
		Euros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Yenes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		UF	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		\$ no reajustables	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Otras monedas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK AGENCIADO (2)	Dólares	21.000	0	0	0	0	0	21.000	5,78%	43.500
		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	CALYON N.Y. BRANCH (3)	Dólares	0	0	50.000	100.000	0	0	150.000	5,54%	0
		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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALES			21.000	0	50.000	320.000	0	391.000		263.500	

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

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

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

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

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

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

b) Bonos Internacionales

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

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

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

c) Descuento y costos en colocación de bonos

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

Rut : 92604000 - 6
 Período : 01-01-2006 al 31-12-2006
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1
 FECHA
 IMPRESIÓN: 01-03-2007

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

N° DE INSCRIPCIÓN O IDENTIFICACIÓN DEL INSTRUMENTO	SERIE	MONTO NOMINAL COLOCADO VIGENTE	UNIDAD DE REAJUSTE DEL BONO	TASA DE INTERÉS	PLAZO FINAL	PERIODICIDAD		VALOR PAR		COLOCACIÓN EN CHILE O EN EL EXTRANJERO
						PAGO DE INTERESES	PAGO DE AMORTIZACIÓN	31/12/2006	31/12/2005	
Bonos largo plazo - porción corto plazo										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	362	369	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	815	829	NACIONAL
TIPO 144-A	ÚNICA	290.000.000	US\$	6,75%	15-11-2012	SEMESTRA	AL VENCI	2.447	2.447	EXTRANJERA
TIPO 144-A	ÚNICA	150.000.000	US\$	4,875%	15-03-2014	SEMESTRA	AL VENCI	2.133	2.133	EXTRANJERA
Total porción corto plazo								5.757	5.778	
Bonos largo plazo										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	34.442	35.073	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	77.493	78.914	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								551.935	553.987	

17. Provisiones y Castigos

El detalle de las provisiones se presenta en planilla adjunta:

17. Provisiones y Castigos

Provisiones - El detalle de las provisiones es el siguiente:

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Corto plazo:		
Fondo para plan de desvinculación	-	10.736
Vacaciones	20.251	19.928
Compensaciones y beneficios del personal	16.634	16.333
Indemnización años de servicio	1.822	2.371
Provisión carena barcaza y remolcadores	317	288
Concesiones Marítimas	168	168
Provisión inversión patrimonio negativo	2.504	596
Otros	2.120	3.250
Totales	43.816	53.670
Largo plazo:		
Indemnización años de servicio	135.807	138.854
Impuesto a la Renta (Nota 7)	114.445	195.413
Provisión retiro de plataformas, normalización de pozos y yacimientos y remediación medio ambiental (1)	59.366	58.751
Provisión valuación inversiones	11.282	10.074
Otras provisiones a largo plazo	1.052	872
Totales	321.952	403.964

(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 diciembre de 2006, se registraron castigos en Enap Sipetrol S.A. por un monto de MUS\$4.803 (MUS\$8.065 en 2005), los cuales corresponden a activos relacionados con yacimientos petroleros en el exterior. Durante el mismo período del 2006 y 2005, ENAP y Enap Refinerías S.A. no efectuaron castigos.

18. Indemnizaciones al personal por años de servicio

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

18. Indemnizaciones al personal por años de servicio

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Saldo inicial al 1° de enero	141.225	126.835
Incremento de provisión	13.384	17.043
Disminución provisión	(29)	
Pagos del período	(12.700)	(8.535)
Diferencia de cambio	(4.251)	5.882
Totales	<u>137.629</u>	<u>141.225</u>

19. Interés minoritario

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

19 - Interés minoritario

	2006				2005			
	Patrimonio filial MUS\$	Participación minoritaria %	Participación minoritaria MUS\$	Efectos en resultados (cargo) /abono MUS\$	Patrimonio filial MUS\$	Participación minoritaria %	Participación minoritaria MUS\$	Efectos en resultados (cargo) /abono MUS\$
Enap Refinerías S.A.	638.555	0,04	254	(29)	908.752	0,04	364	78

20. Cambios en el patrimonio

a. Cambios en el patrimonio :

El movimiento del patrimonio registrado entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2006 y 2005, se presenta en cuadro adjunto con la siguiente referencia:

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

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

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

II

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

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

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

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

III

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

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

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

20. Cambios en el patrimonio
Cambios en el patrimonio

RUBROS	31/12/2006									31/12/2005								
	CAPITAL PAGADO	RESERVA REVALORIZ. CAPITAL	SOBREPREGIO 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	SOBREPREGIO EN VENTA DE ACCIONES	OTRAS RESERVAS	RESERVAS FUTUROS DIVIDENDOS	RESULTADOS ACUMULADOS	DIVIDENDOS PROVISORIOS	DÉFICIT PERIODO DE DESARROLLO	RESULTADO DEL EJERCICIO
Saldo Inicial	791.471	0	0	-68.432	0	-1.646	0	0	197.844	753.110	0	0	-66.969	0	50.554	-95.330	0	116.818
Distribución resultado ejerc. anterior	0	0	0	0	0	197.844	0	0	-197.844	0	0	0	0	0	21.488	95.330	0	-116.818
Dividendo definitivo ejerc. anterior	0	0	0	0	0	-56.361	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aumento del capital con emisión de acciones de pago	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capitalización reservas y/o utilidades	85.230	0	0	0	0	-85.230	0	0	0	38.361	0	0	0	0	-38.361	0	0	0
Déficit acumulado período de desarrollo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cambios patrimoniales netos	0	0	0	-719	0	0	0	0	0	0	0	0	3.456	0	0	0	0	0
Traspaso retasación técnica Activo Fijo coligada	0	0	0	-16	0	16	0	0	0	0	0	0	-4.919	0	4.919	0	0	0
Aplicación Decreto Hacienda N° 390 (1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-21.488	0	0	0
Aplicación Decreto Hacienda N° 390 (2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-16.873	0	0	0
Aplicación Ordinario Hacienda N° 883 (3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-17.185	0	0	0
Aplicación Decreto Hacienda N° 390 (4)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15.300	0	0	0
Ingresos por aplicación Decreto Hacienda N° 390 (5)	0	0	0	0	0	25.927	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	50.799	0	0	0	0	0	0	0	0	197.844
Dividendos provisorios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo Final	876.701	0	0	-69.167	0	80.550	0	0	50.799	791.471	0	0	-68.432	0	-1.646	0	0	197.844
Saldos Actualizados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	791.471	0	0	-68.432	0	-1.646	0	0	197.844

20. Cambios en el Patrimonio

Otras reservas

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Ajuste acumulado por diferencia de conversión de filiales en el extranjero	(76.029)	(76.029)
Cambios patrimoniales netos	2.737	3.456
Otras reservas	4.125	4.141
Totales	(69.167)	(68.432)

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 año		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 ejercicio es el siguiente:

	Saldos al 01.01.2006 MUS\$	Variación neta del año		Saldos al	
		Inversión MUS\$	Pasivo MUS\$	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	1.252	(359)	-	893	1.252
Cía. Latinoamericana Petrolera S.A.	113	(82)	-	31	113
Norgas S.A.	205	(43)	-	162	205
Sociedad Nacional Marítima S.A.	107	(54)	-	53	107
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	103	(29)	-	74	103
Petrosul S.A.	696	-	-	696	696
Enercon S.A.	261	-	-	261	261
Geotérmica del Norte S.A.	159	(50)	-	109	159
Innergy Holding S.A.	145	38	-	183	145
Inversiones Electrogas S.A.	380	(149)	-	231	380
Electrogas S.A.	1	-	-	1	1
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	30	10	-	40	30
Gas de Chile S.A.	4	(1)	-	3	4
Totales	3.456	(719)	-	2.737	3.456

20. Cambios en el Patrimonio

Otras reservas

Otras reservas

El saldo de Otras reservas es el siguiente:

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

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

21. Otros Ingresos y Egresos fuera de la explotación

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

21. Otros Ingresos y Egresos fuera de la explotación

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
a. Otros ingresos:		
Resultado en venta de activo fijo	2.851	848
Ingresos por servicios varios	8.934	6.087
Utilidad en venta de inversiones	15.215	26
Dividendos percibidos	3.403	-
Utilidad inversión otras sociedades	362	-
Ajuste provisión plan desvinculación laboral	-	461
Otros ingresos	5.657	1.900
	<u>36.422</u>	<u>9.322</u>
Totales	<u>36.422</u>	<u>9.322</u>
b. Otros egresos :		
Provisión valuación de inversiones	(1.208)	(935)
Ajuste de inversiones	-	(553)
Seguro opción por commodity	(4.590)	(10.710)
Costo venta activo fijo	(15)	-
Costo venta servicios varios	(3.796)	-
Pérdida en venta de inversiones	(4)	-
Castigos y bajas de activo fijo y materiales	(194)	(551)
Provisión plan desvinculación	(238)	-
Otros egresos	(4.002)	(3.676)
	<u>(4.002)</u>	<u>(3.676)</u>
Totales	<u>(14.047)</u>	<u>(16.425)</u>

22. Diferencias de Cambio

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

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

22. Diferencias de Cambio

Diferencias de Cambio

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		31/12/2006	31/12/2005
ACTIVOS (CARGOS) / ABONOS			
DISPONIBLE	CLP	81	-2.732
	ARS	-164	-335
	COL\$	0	-107
DEUDORES POR VENTAS	CLP	-20.731	46.519
	ARS	247	184
	COL\$	0	-103
	UKL	0	-34
DEUDORES VARIOS	CLP	-831	0
DOC. Y CTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS CP	CLP	64	1.802
	ARS	0	-2
IMPUESTOS POR RECUPERAR	CLP	12.617	-18.828
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	CLP	-14.863	25.954
	ARS	184	-1.445
	BSS	0	-325
	COL\$	0	-143
OTROS ACTIVOS FIJOS	CLP	0	-192
DEUDORES LARGO PLAZO	CLP	-72	948
DOC. Y CTAS POR COBRAR EMP. RELACIONADAS LARGO PLAZO	CLP	0	294
OTROS DE OTROS ACTIVOS	CLP	-125	0
OTROS ACTIVOS LARGO PLAZO	CLP	1.560	1.042
	ARS	-230	11
Total (Cargos) Abonos		-22.263	52.508
PASIVOS (CARGOS) / ABONOS			
CUENTAS POR PAGAR CORTO PLAZO	CLP	4.595	-2.619
	ARS	-95	117
	COL\$	0	42
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR A EMPRESAS RELACIONADAS CP	CLP	353	-88
	ARS	-37	0
	LIBRA ESTERLINA	117	0
PROVISIONES CORTO PLAZO	CLP	1.754	-4.322
	COL\$	0	248
	ARS	2	-40
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	CLP	215	-15.655
	ARS	-598	181
	COL\$	0	135
CUENTAS POR PAGAR RELACIONADAS LP	CLP	83	-181
PROVISIONES LARGO PLAZO	CLP	4.981	-10.814
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	CLP	2.200	-15.024
Total (Cargos) Abonos		13.570	-48.020
(Pérdida) Utilidad por diferencia de cambio		-8.693	4.488

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

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

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

	Corto Plazo		Largo Plazo	
	2006 MUS\$	2005 MUS\$	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Desembolso por emisión de colocación bonos - local	222	231	1.059	1.330
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - local	574	584	2.730	3.360
Desembolso por emisión de colocación bonos - internacional	1.340	1.340	7.147	8.488
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - internacional	273	273	1.402	1.680
Totales	2.409	2.428	12.338	14.858

24. Estado de Flujo de Efectivo
--

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

24. Estado de Flujo de Efectivo

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Disponible	54.702	55.378
Depósitos a plazo	14.333	5.739
Valores negociables	16.915	14.053
Otros activos circulantes (1)	-	3.890
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	85.950	79.060

(1) Corresponde a inversiones en pactos de retroventa.

	2006 MUS\$	2005 MUS\$
Otros Ingresos de Inversión		
Devolución capital coligadas	16.611	-
Devolución capital inversiones en otras sociedades	5.824	-
Recuperación de préstamos del personal corto y largo plazo	947	7.081
Totales	23.382	7.081

25. Contratos de Derivados

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2006, la utilidad neta resultante de la valorización de mercado de estos instrumentos financieros, se difiere de acuerdo a lo descrito en Nota 2 t.

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

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

ENAP, por mandato de Enap Refinerías S.A., ha suscrito contratos de cobertura de tipo de cambio con el fin de cubrir los riesgos provenientes de las fluctuaciones del dólar por los flujos provenientes de sus deudores por ventas.

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

25. Contratos de Derivados
Contratos de Derivados

TIPO DE DERIVADO	TIPO DE CONTRATO	VALOR DEL CONTRATO	PLAZO DE VENCIMIENTO O EXPIRACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS				VALOR DE LA PARTIDA PROTEGIDA	CUENTAS CONTABLES QUE AFECTA			
				ÍTEM ESPECÍFICO	POSICIÓN COMPRA / VENTA	PARTIDA O TRANSACCIÓN PROTEGIDA			ACTIVO / PASIVO		EFECTO EN RESULTADO	
						NOMBRE	MONTO		NOMBRE	MONTO	REALIZADO	NO REALIZADO
CROSS CURRENCY	CCPE	66.500	IV TRIMESTRE 2012	TIPO DE CAMBIO Y TASAS	C	OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO (B	101.841	101.841	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PLAZO	37.695	71	37.766
CROSS CURRENCY	CCPE	7.683	IV TRIMESTRE 2012	TIPO DE CAMBIO Y TASAS	C	OBLIGACIONES CON EL PUBLICO (B	10.094	10.094	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PLAZO	2.813	0	2.813
CROSS CURRENCY	CCPE	21.017	III TRIMESTRE 2018	TIPO DE CAMBIO	C	OBLIG LP VCT Y ACREEDORES L P	15.911	15.911	OTROS ACT. CIRC/OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	2.080	0	2.080
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	40.000	40.000	OTROS ACT. CIRC/OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	664	260	924
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	40.000	40.000	OTROS ACT. CIRC/OTROS ACTIVOS/ PASIVOS L/PL	665	261	926
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	40.000	40.000	OTROS ACT. CIRC/OTROS ACTIVOS/PASIVOS L.P	663	260	923
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	1.124	199	1.323
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	1.134	200	1.334
S	CCTE	54.750	IV TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	54.750	54.750	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	424	15	439
S	CCTE	200.000	IV TRIMESTRE 2007	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. Y CUENTAS POR PAGAR	200.000	200.000	OTROS ACTIVOS CIRC./OTROS PASIVOS CIRCULANTES	1.229	0	1.229
S	CCTE	150.000	IV TRIMESTRE 2010	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. Y CUENTAS POR PAGAR	150.000	150.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	8	0	-8
S	CCTE	70.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	10.000	10.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	1.699	0	-1.699
S	CCTE	70.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	10.000	10.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	1.694	0	-1.694
S	CCTE	80.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	10.000	10.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	1.963	0	-1.963
ZERO COST COLLAR	CCTE	50.000	IV TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	108	0	108
ZERO COST COLLAR	CCTE	50.000	IV TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	138	0	138
ZERO COST COLLAR	CCTE	50.000	IV TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	100	0	100
S	CCTE	14.679	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	14.679	0	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	10.425	0	-10.425
S	CCTE	65.949	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	14.692	0	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	11.348	0	-11.348
F	CCTE	20.000	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACT. CIRCULANTES/PASIVOS CIRCULANTES	248	0	248

<h2 style="margin: 0;">25. Contratos de Derivados</h2> <h3 style="margin: 0;">Contratos de Derivados</h3>

TIPO DE DERIVADO	TIPO DE CONTRATO	VALOR DEL CONTRATO	PLAZO DE VENCIMIENTO O EXPIRACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS				VALOR DE LA PARTIDA PROTEGIDA	CUENTAS CONTABLES QUE AFECTA			
				ÍTEM ESPECÍFICO	POSICIÓN COMPRA / VENTA	PARTIDA O TRANSACCIÓN PROTEGIDA			ACTIVO / PASIVO		EFECTO EN RESULTADO	
						NOMBRE	MONTO		NOMBRE	MONTO	REALIZADO	NO REALIZADO
F	CCTE	20.000	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	277	0	277
F	CCTE	65.000	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	846	0	846
F	CCTE	20.000	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	260	0	260
F	CCTE	65.000	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	235	0	235
F	CCTE	20.000	I TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	71	0	71

26. Contingencias y Restricciones

a. Juicios:

Actualmente la Empresa mantiene juicios laborales por un monto aproximado de MUS\$4.740, este monto incluye MUS\$314, correspondiente a juicios por término injustificado de contrato laboral, en el cual se demanda a ENAP por su responsabilidad subsidiaria. No se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la Administración estima que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa.

La empresa ha sido demandada en juicios por acción de reparación de medio ambiente y regularización de servidumbres, en forma conjunta con acciones de indemnización de perjuicios, por un monto aproximado de MUS\$24.121. Estas causas se encuentran en etapas de sentencia de primera instancia judicial (pendiente peritaje contable), lo que sumado a la imprevisibilidad del resultado de cualquier litigio, impide a la Empresa hacer un pronóstico preciso de su viabilidad. Sin embargo, la Administración estima que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa, toda vez que parte de los montos demandados asume la eventual compensación de perjuicios en forma retroactiva y por un período de 50 años, período que excede los plazos de prescripción aplicables. Por la misma razón, no se ha constituido provisión contable para dichos efectos.

La empresa ha sido demandada adicionalmente en juicios civiles por supuesto incumplimiento de contrato, por un monto aproximado de MUS\$ 3.358, en uno están citadas las partes para oír sentencia, y, en el otro, se dictó sentencia, la que fue apelada por ambas partes y se encuentra pendiente la vista y fallo de recurso de apelación. No se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la Administración estima que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa.

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

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

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

La filial Enap Sipetrol S.A., al 31 de diciembre de 2006 mantiene las siguientes contingencias:

De Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A. (SIPEC)

Juicio iniciado contra el Servicio de Rentas Internas (SRI) por impuesto a la renta de 2000

En el año 2000, SIPEC era socio de los Bloque 7 y 21, operados por Kerr Mc. Gee (hoy Perenco).

El SRI hizo a todos los socios una fiscalización. Para el caso de SIPEC se levantó un acta que fue parcialmente aceptada por la sociedad, lo cual implicó un pago adicional de aproximadamente MUS\$36. Sin embargo, los socios del Bloque 7, incluido SIPEC, presentaron un reclamo administrativo en contra de estas actas, porque el SRI, desconociendo la cláusula 8.2 del contrato del Bloque 7, pretende que para determinar el ingreso bruto sujeto a impuesto a la renta, se debía hacer una comparación mensual entre los precios de venta de crudo, con el precio de referencia que es aquel fijado por PETROECUADOR para sus propias ventas. El operador del bloque 7 hizo comparaciones anuales, y el resultado de ello arrojó un ingreso mayor que fue distribuido entre los socios para que cada uno haga su declaración de impuesto a la renta.

26. Contingencias y Restricciones

El SRI negó el reclamo y eso obligó a la sociedad a iniciar un juicio en la Segunda Sala del Tribunal Fiscal. El número de juicio es 23652, y actualmente se han presentado las pruebas correspondientes. Adicionalmente, SIPEC solicitó la realización de una inspección contable y nombró como perito a la Dra. Ulianova Maldonado. El informe ha sido presentado ante el tribunal el 27 de Julio de 2006.

Este litigio presenta una potencial contingencia de MUS\$96 más intereses.

COLOMBIA

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

b. Garantías Directas - Ver planilla adjunta.

c. Garantías Indirectas - Ver planilla adjunta.

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

d. Compromisos Comerciales:

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

(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 hidrotreatmento, 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.

26. Contingencias y Restricciones

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 diciembre de 2006, ENAP ha contribuido aproximadamente con US\$32,3 millones en la citada coligada, de los cuales US\$23,2 millones han sido usados para cubrir su déficit operacional.

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

(4) ETALSA

La Empresa, a través de su filial Enap Refinerías S.A., ha suscrito un contrato con ETALSA por el pago de una tarifa anual de operación de la planta de di-iso-propil éter, por montos de entre US\$ 4,7 millones y US\$ 5,7 millones. 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 año 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 año 2018 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 es utilizado en la planta de hidrot ratamiento de diesel en la refinería Aconcagua. Para llevar a cabo el suministro, AGA construyó 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

26. Contingencias y Restricciones

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

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

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

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

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

(8) ENERGIA CONCON S.A.

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

La planta así desarrollada será operada y mantenida por Enap Refinerías S.A., 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 esta siendo 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., la cual iniciará sus operaciones durante el primer semestre del año 2008.

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

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

e) Restricciones:

e.1.) La Matriz

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

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

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

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

La Empresa al 31 de diciembre de 2006 cumple con los covenants anteriormente detallados.

26. Contingencias y Restricciones

e.2.) Enap Sipetrol Argentina S.A.

La filial Enap 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 Enap Sipetrol Argentina S.A.

1) Notificación pago de impuestos adeudados

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

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

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

El ajuste propuesto no fue aceptado por la empresa, motivo por el cual próximamente la AFIP dará inicio formal al proceso de determinación de oficio, oportunidad en que la empresa apelará ante el Tribunal Fiscal de la Nación.

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.

La Unión Transitoria de Empresas (UTE Area Magallanes) formada por Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol YPF 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
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.

El ajuste propuesto no fue aceptado por la empresa, motivo por el cual próximamente la AFIP dará inicio formal al proceso de determinación de oficio, oportunidad en que la empresa apelará ante el Tribunal Fiscal de la Nación.

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

2) Sumario Cambiario - Banco Central de la República Argentina

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

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

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

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

26. Contingencias y Restricciones

Con fecha 1 de diciembre de 2006 la Sociedad fue notificada de la apertura a prueba por el término de 20 días hábiles bancarios.

Con fecha 7 de diciembre de 2006 la Sociedad solicitó la prórroga al plazo establecido en la notificación y hasta el día de la fecha no han sido notificados de la contestación al pedido.

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.

De Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A. (SIPEC)

1) Reclamo contra el Servicio de Rentas Internas (SRI) por impuesto a la renta 2001

En el 2005, el SRI hizo una auditoria correspondiente al ejercicio 2001, y como resultado emitió en el mes de Abril de 2006 un acta con un impuesto a pagar de aproximadamente MUS\$290. La principal razón de las glosas es la misma que en el año anterior (comparación mensual y no anual entre precios de venta y precios de referencia para determinar el ingreso de los socios), pero adicionalmente el SRI ha objetado una serie de gastos propios de SIPEC.

El SRI resolvió en contrario al criterio de la compañía por lo que con fecha 24 de octubre de 2006, SIPEC demandó ante el Tribunal Fiscal se deje sin efecto la resolución No.117012006 RREC024107 mediante la cual se negó la reclamación administrativa.

Creemos que el litigio durará aproximadamente 3 años.

2) Auditoria de SRI por el año 2002

En el mes de febrero de 2002, SIPEC vendió sus derechos en el Bloque 7.

El SRI inició una auditoria de los bloque 7 y 21. En este caso en particular, el SRI considera que a partir de ese año los consorcios debían presentar una declaración unificada de impuesto a la renta, lo cual no fue hecho por los socios, quienes siguieron presentando declaraciones individuales. Por eso en este caso, el SRI ha pedido información exclusivamente a Perenco y no a SIPEC.

El jueves 29 de junio de 2006, los socios fueron convocados a la entrega de las actas de borrador en las que se determinó una deuda contra el consorcio del Bloque 7, equivalente a aproximadamente MUS\$970. El porcentaje de participación de SIPEC en tales bloques fue del 10% por lo tanto el porcentaje en las obligaciones es igual también del 10%. Como el Bloque 21 se encontraba en fase exploratoria, no se determinó impuesto a pagar pero se ajustaron las inversiones que debían ser amortizadas en los ejercicios siguientes.

3) Auditoria Dirección Nacional de Hidrocarburos por ejercicio económico 2002, 2003 y 2004.

En 2006 la dirección nacional de hidrocarburos, inició un proceso de auditoria especial a las inversiones costos y gastos de la Sucursal de Sociedad Internacional Petrolera S.A. por los años antes referidos.

De esta auditoria y a pesar de los argumentos de SIPEC que sólo fueron aceptados en parte, la DNH concluyó que existen gastos no deducibles según el siguiente detalle:

Período	Concepto	Monto MUS\$
2002	Exceso de amortización Inversiones de producción	698
2003	Exceso de amortización Inversiones de producción	481
2004	Exceso de amortización Inversiones de producción	1.502
2004	Exceso de costos de operación honorarios	1.914
2004	Exceso de costos de operación Side Track	2.492

	Total	7.887

SIPEC ha presentado sus objeciones ante el Director Nacional de Hidrocarburos quien las ha negado y las presentará nuevamente ante el Ministro de Energía y Minas quien es la última instancia administrativa. De la decisión del Ministro se podrá apelar al Tribunal de lo Contencioso Administrativo.

El Ministerio de Energía y Minas no puede imponer correctivos tributarios por lo que sus informes y conclusiones serán referenciales para cualquier acción que inicia el Servicio de Rentas Internas, SRI. El SRI no ha iniciado, hasta el

26. Contingencias y Restricciones

momento, ningún proceso de determinación por los conceptos mencionados en este acápite.

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

26. Contingencias y Restricciones

b. Garantías Directas Filiales

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

Enap Sipetrol S.A.

OMV (Irán) Onshore Exploration GmgH	Garantizar el cabal cumplimiento de las obligaciones contraídas por el contrato de servicios para la exploración y explotación del Bloque Mehr en Irán (MUS\$8.500)	Fianza solidaria	Indirecta	MUS\$8500						
Petroecuador	Garantía Seriedad de la oferta por licitación de Campos Marginales en Ecuador	Stand By		MUS\$25						

Enap Refinerías S.A.

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

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

26. Contingencias y Restricciones

c. Garantías indirectas

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de diciembre		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, 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\$1.968					(*)	
Petrosul S.A.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. estipuladas en el Contrato de Servicios de Procesamiento (PSA), cuyo vigencia es hasta 2018.	Solidaria							(*)	
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\$991					(*)	
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	83.745 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$2.990					(*)	
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\$528					(*)	

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

26. Contingencias y Restricciones

c. Garantías indirectas Enap Refinerías S.A.

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de diciembre		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\$3.938						(*)	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\$2.162						(*)	2.087 acciones de Etalsa
Banco BNP Paribas	Productora de Diesel S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Productora de Diesel S.A. de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2016.	Prenda comercial de acciones	7.769.953 acciones de Prodisa	MUS\$3.470						(*)	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	150.738 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$5.382						(*)	158.738 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\$528						(*)	50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.

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

27. Cauciones obtenidas de terceros

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

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

28. Moneda Nacional y Extranjera

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos cuya reajustabilidad se encuentra expresada en dólares estadounidenses al 31 de diciembre de 2006 y 2005, se presentan en cuadros adjuntos.

28. Moneda Nacional y Extranjera Activos

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		31/12/2006	31/12/2005
Activos Circulantes			
DISPONIBLE	\$ NO REAJUSTABL	44.262	42.953
-	DÓLARES	8.736	11.847
-	\$ ARGENTINOS	1.704	578
DEPÓSITO A PLAZO	DÓLARES	13.658	5.739
-	\$ ARGENTINOS	675	0
VALORES NEGOCIABLES	\$ REAJUSTABLES	16.915	14.053
DEUDORES POR VENTA	DÓLARES	139.261	107.345
-	\$ NO REAJUSTABL	528.226	480.823
DEUDORES VARIOS	UF	0	28
-	\$ NO REAJUSTABL	29.174	40.374
-	\$ ARGENTINOS	0	17
-	DÓLARES	29.782	9.254
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	20.003	9.901
-	\$ NO REAJUSTABL	413	867
EXISTENCIAS	DÓLARES	860.859	874.616
IMPUESTOS POR RECUPERAR	\$ NO REAJUSTABL	20.491	18.468
-	\$ REAJUSTABLES	51.118	22.200
-	DÓLARES	39.808	14.915
-	\$ ARGENTINOS	77	123
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	\$ NO REAJUSTABL	175	337
-	DÓLARES	20.299	17.800
-	\$ ARGENTINOS	98	0
IMPUESTOS DIFERIDOS	DÓLARES	9.366	20.741
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	DÓLARES	30.232	36.977
-	UF	573	583
-	\$ NO REAJUSTABL	9.735	6.145
Activos Fijos			
ACTIVO FIJO NETO	DÓLARES	1.666.590	1.628.558
Otros Activos			
INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS	\$ REAJUSTABLES	0	41.797
-	DÓLARES	84.495	108.563
INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES	\$ REAJUSTABLES	7	8
-	DÓLARES	61.442	0
MENOR VALOR INVERSIONES	DÓLARES	3.462	4.819
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	11.518	10.293
IMPUESTOS DIFERIDOS LP	DÓLARES	15.950	28.713
OTROS	DÓLARES	56.023	80.882
-	UF	2.719	3.353
-	\$ REAJUSTABLES	2.194	0
-	\$ ARGENTINOS	2	52
-	\$ NO REAJUSTABL	1.070	2.014
DEUDORES DE LARGO PLAZO	\$ REAJUSTABLES	23.485	25.363
-	DÓLARES	408	371
Total Activos			
-	\$ NO REAJUSTABL	633.546	591.981
-	DÓLARES	3.071.892	2.971.334
-	\$ ARGENTINOS	2.556	770
-	\$ REAJUSTABLES	93.719	103.421
-	UF	3.292	3.964

28. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos Circulantes

RUBRO	MONEDA	HASTA 90 DÍAS				90 DÍAS A 1 AÑO			
		31/12/2006		31/12/2005		31/12/2006		31/12/2005	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
OBLIGACIONES CON BCOS E INST. FINANC. L. P. PORCION C.P.	DÓLARES	5.720	5,78%	22.617	3,50%	21.292	5,69%	33.471	3,83%
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO CORTO PLAZO	DÓLARES	4.580	5,81%	4.580	5,81%	0	0	0	0
-	UF	1.177	4,25%	1.198	4,25%	0	0	0	0
OBLIGACIONES LARGO PLAZO CON VENCIMIENTO DENTRO DE UN AÑO	UF	319	5,70%	304	5,69%	960	5,70%	955	5,69%
ACREEDORES VARIOS	DÓLARES	14.326	0	3.603	0	0	0	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	1.522	0	1.940	0	0	0	0	0
-	\$ ARGENTINOS	0	0	3	0	0	0	0	0
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	650	0	1.298	16,11%	1.519	16,11%	0	0
-	DÓLARES	686	7,58%	630	7,58%	0	0	0	0
-	DÓLARES	920	10,01%	861	10,01%	0	0	0	0
-	DÓLARES	1.682	6,43%	1.651	6,43%	393	6,43%	297	6,43%
-	DÓLARES	5.619	4,27%	9.619	4,27%	2.625	4,27%	1.262	4,27%
-	\$ NO REAJUSTABL	0	0	3.800	0	0	0	0	-
RETENCIONES	\$ REAJUSTABLES	19.288	0	132	0	0	0	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	11.003	0	5.686	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	27.894	0	6.073	0	0	0	0	0
-	\$ ARGENTINOS	89	0	22	0	0	0	0	0
INGRESOS PERCIBIDOS POR ADELANTADO	\$ NO REAJUSTABL	150	0	153	0	0	0	0	0
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	DÓLARES	28.226	0	35.954	0	0	0	0	0
IMPUESTO A LA RENTA	DÓLARES	18.154	0	0	0	72.647	0	0	0
OBLIGACIONES CON BCOS E INST. FINANC CP	DÓLARES	0	0	0	0	0	0	0	0
CUENTAS POR PAGAR	DÓLARES	835.910	0	604.133	0	111.517	0	49.648	0
-	\$ ARGENTINOS	44	0	49	0	0	0	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	40.855	0	57.549	0	600	0	488	0
DOCUMENTOS POR PAGAR	DÓLARES	51.289	5,55%	186.758	4,40%	0	0	124.438	4,66%
PROVISIONES	DÓLARES	9.792	0	9.859	0	2.927	0	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	5.104	0	41.139	0	10.185	0	0	0
-	\$ ARGENTINOS	3	0	20	0	0	0	0	0
-	\$ REAJUSTABLES	15.805	0	2.371	0	0	0	281	0
Total Pasivos Circulantes	DÓLARES	1.005.448	-	887.636	-	212.920	-	209.116	-
-	UF	1.496	-	1.502	-	960	-	955	-
-	\$ NO REAJUSTABL	58.634	-	110.267	-	10.785	-	488	-
-	\$ ARGENTINOS	136	-	94	-	0	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLES	35.093	-	2.503	-	0	-	281	-

28. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos largo plazo período actual 31/12/2006

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	21.000	5,78%	50.000	5,54%	320.000	5,58%	0	0
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO LARGO PLAZO (BONOS)	UF	0	0	0	0	111.935	4,25%	0	0
-	DÓLARES	0	0	0	0	440.000	5,81%	0	0
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	DÓLARES	649	LIBOR 180 + 1,5%	432	LIBOR 180 + 1,5%	1.082	LIBOR 180 + 1,5%	1.499	LIBOR 180 + 1,5%
DCTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMP RELACIONADAS LP	DÓLARES	4.406	0	0	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	1.884	7,58%	1.732	7,58%	4.158	7,58%	4.904	7,58%
-	DÓLARES	2.422	10,01%	2.256	10,01%	5.284	10,01%	6.319	10,01%
-	DÓLARES	5.138	6,43%	5.100	6,43%	15.336	6,43%	15.148	6,43%
-	DÓLARES	18.714	4,27%	20.560	4,27%	57.098	4,27%	15.516	4,27%
-	DÓLARES	4.998	16,11%	4.998	16,11%	7.787	16,11%	8.269	16,11%
PROVISIONES LARGO PLAZO	DÓLARES	590	0	60	0	167.628	0	17.867	0
-	\$ REAJUSTABLE	6.451	0	10.812	0	40.526	0	78.018	0
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	135	0	0	0	0	0	0	0
-	UF	3.414	3,70%	2.276	3,70%	5.690	3,70%	3.414	0
-	UF	375	7,70%	443	7,70%	680	7,70%	0	0
OTROS	DÓLARES	42.895	0	142	0	356	0	0	0
Total Pasivos a Largo Plazo									
-	DÓLARES	102.696	-	85.280	-	1.018.729	-	69.522	-
-	UF	3.924	-	2.719	-	118.305	-	3.414	-
-	\$ REAJUSTABLE	6.451	-	10.812	-	40.526	-	78.018	-

28. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos largo plazo período anterior 31/12/2005

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	163.500	2,87%	100.000	3,83%	0	0	0	0
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO L. PLAZO	DÓLARES	0	0	0	0	440.000	5,81%	0	0
-	UF	0	0	0	0	113.987	4,25%	0	0
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	DÓLARES	648	LIBOR 180+1,5%	648	LIBOR 180+1,5%	1.080	LIBOR 180+1,5%	1.502	LIBOR 180+1,5%
OTROS	DÓLARES	69.941	0	0	0	0	0	0	0
PROVISIONES LARGO PLAZO	\$ REAJUSTABLE	201.638	0	8.584	0	0	0	80.266	0
-	DÓLARES	21.328	0	0	0	43.749	0	48.399	0
IMPUESTO DIFERIDO LARGO PLAZO	DÓLARES	0	0	0	0	0	0	0	0
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	3.812	0	4.320	5,69%	5.542	5,69%	4.339	3,6871%
-	\$ NO REAJUSTABL	135	0	0	0	0	0	0	6,43%
-	DÓLARES	0	0	0	0	0	0	0	16,11%
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMPRESAS	DÓLARES	1.797	7,58%	1.606	7,58%	3.467	7,58%	6.494	7,58%
RELACIONADAS LP	DÓLARES	2.320	10,01%	2.112	10,01%	4.479	10,01%	8.289	10,01%
-	DÓLARES	4.895	6,43%	4.787	6,43%	14.784	6,43%	18.332	6,43%
-	DÓLARES	17.711	4,27%	19.194	4,27%	58.276	4,27%	24.918	4,27%
-	DÓLARES	4.548	16,11%	4.272	16,11%	7.880	16,11%	10.871	16,11%
-	DÓLARES	2.288	0	0	-	2.289	0	0	0
Total Pasivos a Largo Plazo									
-	DÓLARES	288.976	-	132.619	-	576.004	-	118.805	-
-	UF	3.812	-	4.320	-	119.529	-	4.339	-
-	\$ REAJUSTABLE	201.638	-	8.584	-	0	-	80.266	-
-	\$ NO REAJUSTABL	135	-	0	-	0	-	0	-

29. Sanciones

En el período terminado al 31 de diciembre de 2006 y 2005, la Empresa, sus directores o administradores no han recibido sanción alguna por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros, ni de otras autoridades administrativas.

30. Hechos Posteriores

El directorio de la filial Enap Refinerías S.A., en sesión celebrada el 31 de enero de 2007, acordó designar a don Sergio Arévalo Espinoza, como nuevo Gerente General de la sociedad, en reemplazo de don Carlos Cabeza Faundez, quien pasó a ocupar otras funciones al interior de dicha filial.

Entre el 1 de enero de 2007 y la fecha de emisión de estos estados financieros, no han ocurrido otros hechos posteriores que puedan afectar significativamente a los mismos.

31. Medio Ambiente

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

31. Medio Ambiente Desembolsos
--

ENAP

	2006 MUS\$
Desarrollo de Estudio de impacto ambiental, Declaración de impacto ambiental y estudios arqueológicos para Proyectos	1.051
Otros gastos proyectos medioambientales	<u>6</u>
Totales	<u><u>1.057</u></u>

Enap Sipetrol S.A.

	2006 MUS\$
Inversiones medioambientales relacionadas con proyectos	928
Gasto operativo de unidad gestión ambiental	437
Gastos medio ambientales unidades operativas	<u>868</u>
Totales	<u><u>2.233</u></u>

31. Medio Ambiente

Desembolsos

ENAP REFINERIAS S.A.

	2006 MUS\$
a) Inversiones relacionadas con proyectos:	
Normalización Sistema Tratamiento de Efluentes	677
Producción Diesel bajo azufre	36.437
Nueva Unidad de Alquilación	158
Patio almacenamiento residuos sólidos y productos químicos	188
Desulfur. Gasolina de cracking	16.628
Mejora sistema tratamiento de aguas aceite	499
Recup. Gases combustibles alineados a antorcha	13
Mitigación impacto ambiental por operación	356
Mejora condiciones ambientales	139
Disminución de generación de slop	10
Mitigación de ruidos	18
Disminución de material particulado	5
Control de emisiones	128
Subtotal	<u>55.256</u>
b) Gastos operativos Unidad Medio Ambiental:	
Unidad Medio Ambiente	2.437
Disposición residuos y otros similares	812
Subtotal	<u>3.249</u>
c) Gastos medio ambientales unidades operativas:	
Planta de azufre	3.874
Planta Desulfurización de Gasolina	3.283
Planta Desulfurización de Diesel	19.162
Planta de ácido	557
Striper de aguas ácidas (SWS)	675
Tratamientos efluentes	520
Subtotal	<u>28.071</u>
TOTAL	<u><u>86.576</u></u>

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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

a. Explotación

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

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

(a) Area Magallanes se encuentra ubicada en Argentina y el operador es Enap 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, Enap 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 Argentina S.A. como operador de este contrato, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área y en la actualidad participa del 50% de los ingresos netos de la operación de esta UTE.

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

Correspondiente al área de la Cuenca Golfo San Jorge Campamento Central -Cañadón Perdido, que se rige por la Ley N°24.145 y sus normas complementarias y reglamentarias. Enap Sipetrol Argentina 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 - La Guitarra, ubicado en Argentina con operador Enap 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 Enap 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 Enap Sipetrol Argentina S.A. y

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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 Enap Sipetrol Argentina S.A. el permiso de exploración sobre el Area CAM 2A SUR. Con fecha 7 de Octubre de 2002, Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de definir el alcance y extensión de los respectivos derechos y obligaciones de las partes con relación a las operaciones de exploración y eventual concesión de explotación de hidrocarburos en el Area de Exploración CAM 2A SUR (Cuenca Austral Marina 2A Sur) ubicada en las Provincias de Tierra del Fuego, Antártica e Islas del Atlántico Sur y Santa Cruz, Argentina. Enap Sipetrol Argentina S.A. 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 Enap Sipetrol Argentina es de 50%.

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

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 3 de Abril de 2006, este campo fue transferido a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

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

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 3 de Abril de 2006, este campo fue transferido a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

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

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

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

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

Este proyecto se encontraba en fase exploratoria durante 2005.

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

Con fecha 7 de octubre de 2002, se firmó un contrato con la Empresa de Petróleos del Ecuador - PetroEcuador y su filial la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador - Petroproducción, para explotar y desarrollar los campos Paraíso, Biguno, Huachito (PBH) y Mauro Dávalos Cordero (MDC), ubicados en la cuenca oriente del Ecuador. Por medio de este contrato de Servicios Específicos, la Sociedad se comprometió a realizar inversiones para el desarrollo de los campos por un valor estimado de MMUS\$ 90, que consideraban la perforación de 16 pozos (9 en PBH y 7 en MDC), la construcción de una estación de producción en MDC, adecuación de facilidades y un campamento. A la vez, adquirió el derecho de explotación y operación, asumiendo el 100% de los costos de operación y administración de los campos.

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

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

b. Exploración

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

Proyecto	País	Operador	Porcentaje de participación Enap Sipetrol S.A.	
			2006 %	2005 %
Cam 3	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	(a) 33,33	50,00
Cam 1	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	(a) 33,33	50,00
La Invernada	Argentina	Wintershall Energía S.A.	(b) 50,00	-
Huila Norte	Colombia	Sipetrol S.A.	(c) -	54,00
Altamizal	Colombia	Sipetrol S.A.	(d) -	54,00
Acevedo	Colombia	Sipetrol S.A.	(e) -	30,00
Doima	Colombia	Hocol S.A.	(f) -	50,00
Tafura	Colombia	Braspetro	(g) -	50,00
East Rast Qattara	Egipto	Sipetrol International S.A.	(h) 50,50	50,50
El Diyur	Egipto	Apache El Diyur Corporation	(i) -	41,00
Bloquel 2-Romana	Egipto	Sipetrol International S.A.	(j) 40,00	-
Bloquel 8-Sidi Abd El Rahman	Egipto	Edison International SPA	(j) 30,00	-
Bloque Mehr	Irán	OMV(Irán)Onshore Exploration GmgH	(k) 33,00	33,00
Bloque 35	Yemen	Oil Search	(l) -	37,50
Bseal- 3	Brasil	Sipetrol Brasil Ltda.	(m) -	-
Bpot - 3	Brasil	Tecpetrol do Brasil Ltda.	(m) -	-
Bseal- 4	Brasil	Devon Energy do Brasil Ltda.	(m) -	-

(a) CAM 3 y Cam 1, hoy denominadas E2, se encuentran ubicadas en Argentina, el operador es Enap Sipetrol Argentina S.A. y el porcentaje de participación en estas áreas es de un 33,33%, para el 2006 y un 50% para el 2005.

El área CAM-1 (Cuenca Austral Marina 1) fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Enap 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 Enap 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.

Enap 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 Enap 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 Enap 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 Enap 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, en adelante denominada E2. Con fecha 7 de febrero de 2006, se firmó un Acta de Acuerdo para constituir un nuevo Consorcio.

Con fecha 25 de septiembre de 2006, se suscribió un convenio de asociación entre ENARSA, ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. e YPF S.A. mediante el cual las partes

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

acuerdan suscribir un contrato de UTE en un plazo no mayor a 60 días, el cual fue extendido posteriormente, encontrándose aún en etapa de negociaciones. ENARSA, como titular del área CAM 1 aporta este bloque y ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3. Formalmente Sipetrol y Repsol YPF revirtieron el bloque CAM-3 a la Secretaría de Energía para su posterior adjudicación por parte de esta al nuevo consorcio, hecho que aún no ha acontecido.

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

(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% 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 Enap Sipetrol Argentina S.A.

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

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

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 3 de abril de 2006, este campo fue transferido a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

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

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 3 de abril de 2006, este campo fue transferido a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

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

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 3 de abril de 2006, este campo fue transferido a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

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

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 3 de abril de 2006, este campo fue transferido a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Esta Sociedad fue vendida en el mes de Julio de 2006.

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

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

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

En el marco del proceso de licitación para el año 2002, abierto por la Compañía General Petrolera Egipcia (EGPC) para presentar ofertas para diversos bloques

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

en el Western Desert, la filial Sipetrol International 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 International 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 0% el 2006.

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

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

Este proyecto posee 0% el 2006 debido a que en la actualidad dejó de ser exploración y pertenece a producción.

(j) Bloque 2- Romana y Bloque 8 - Sidi Abd el Rahaman.

Enap Sipetrol a través de su filial Sipetrol Internacional S.A. se adjudicó en Egipto a fines de diciembre 2006 dos contratos de exploración, sujeto a los términos, procedimientos y aprobaciones necesarias por parte de las autoridades egipcias.

El Bloque 2 en tierra será operado por Sipetrol Internacional S.A. con una participación de 40% en el consorcio conformado por PTT Exploration and Production Public Company Limited ("PTTEP") y Centrica con un 30% cada una. Esta área está localizada en el norte del SINAB y tiene una superficie de 6.200 kms².

El Bloque 8, costa afuera, será operado por Edison International SPA con una participación de 40% en el consorcio conformado junto a PTT Exploration and Production Public Company limited ("PTTEP") y Sipetrol International S.A. con un 30% cada una. Esta área está ubicada en el noreste de Egipto, mar Mediterráneo, con una superficie de 4.294 kms².

Ambos bloques están bajo un contrato de producción compartida con EGAS, el compromiso de trabajo mínimo durante los 3 primeros años contempla la adquisición y procesamiento de información sísmica 2D y 3D y la perforación de 5 pozos exploratorios en el Bloque 2 y 2 pozos exploratorios en el Bloque 8.

(k) 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., a través de su filial Sipetrol International 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 petróleos del mundo, adyacente al gigantesco campo Arwaz. Desde la obtención de la concesión en el 2001, el bloque se encuentra en su etapa de exploración.

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

Con fecha 26 de septiembre de 2006, se recibió una oferta de una compañía interesada en adquirir el porcentaje de participación que actualmente posee ENAP SIPETROL S.A. en este bloque. El proceso de negociación se encuentra avanzado, encontrándonos próximos al cierre de un acuerdo. En estos momentos la empresa interesada estaría solucionando un tema de financiamiento a fin de efectuar la oferta a firme final.

(l) 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 0% el 2006.

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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

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

El 30 de noviembre de 2005, Sipetrol 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 Operation Agreement), las cuales ya se obtuvieron.

Con fecha 23 de diciembre 2006 el Ministerio de Minerales y Petróleo ha ratificado la transferencia a Virgin Resources Limited con lo que Sipetrol International S.A. ha dejado de tener participación en el Bloque.

(m) 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. celebró en el mes de agosto junto a los socios Petrobras y Tecpetrol un OCM para resolver temas pendientes y poder dar curso a la extinción del acuerdo entre los socios (JOA). El Distrato de Consorcio (finiquito) firmado por todos los interesados se encuentra actualmente en trámite final ante la Junta Comercial de Río de Janeiro para su registro.

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

En cuanto a Bpot 3, cuyo operador es Tecpetrol, en el OCM celebrado en el mes de agosto, se definieron los pasos a seguir para dar término a la concesión. A la fecha se esta a la espera de la firma del Acta por parte de Petrobras.

c. Oleoductos

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

Como resultado de la división de Enap Sipetrol S.A. de fecha 3 de Abril de 2006, estos oleoductos al igual que los demás activos de la Sucursal Colombia fueron transferidos a Sociedad de Explotación y Exploración Petrolera S.A. (SEEP S.A.) (Nota 1). Con fecha 7 de julio de 2006 este campo fue transferido integralmente a Pacific Stratus Energy (PSE) por parte de ENAP. Esta operación se realiza con la cesión del 100% de las acciones de SEEPSA que poseía ENAP.

ANÁLISIS RAZONADO

ANALISIS RAZONADO EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO Y FILIALES

El presente análisis ha sido preparado para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2006 y 2005.

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

	31/12/2006	31/12/2005
	MMUS\$	MMUS\$
Activo Circulante	1.875,6	1.736,7
Activo Fijo Neto	1.666,6	1.628,6
Otros Activos	262,8	306,2
Total Activos	3.805,0	3.671,5
	31/12/2006	31/12/2005
	MMUS\$	MMUS\$
Pasivo Circulante	1.325,5	1.212,9
Pasivo Largo Plazo	1.540,4	1.539,0
Total Pasivo Exigible	2.865,9	2.751,9
Interés Minoritario	0,2	0,4
Patrimonio	938,9	919,2
Total Pasivos y Patrimonio	3.805,0	3.671,5

Activos

Los activos totales se incrementaron de US\$3.672 millones en diciembre de 2005 a US\$3.805 millones a igual fecha de 2006, lo que representa un aumento de un 3,6%, que se explica principalmente por el incremento de un 8,0%, equivalente a US\$139 millones, de los activos circulantes, y en menor medida por un aumento de 2,3% (US\$38 millones) en el activo fijo. Dichos incrementos fueron sólo parcialmente compensados por una reducción de US\$43 millones (14,2%) en los otros activos.

El aumento en los activos circulantes es resultado principalmente del incremento de US\$79 millones en los deudores por venta que pasaron de US\$588 millones en 2005 a US\$667 millones en 2006 y por el incremento de US\$56 millones en impuestos por recuperar, originado principalmente por el mayor remanente de crédito fiscal IVA y al crédito neto generado por la Ley N°20.063 del Fondo de Estabilización de Precios de Petróleo, la cual, a diferencia del año anterior, acumula en una cuenta corriente los créditos e impuestos establecidos por dicha Ley. Si bien la Ley N° 20.063 tenía vigencia sólo hasta el 30 de junio de 2006, la promulgación de la Ley N° 20.115, prorroga la vigencia del mecanismo de estabilización de precios de los combustibles derivados del petróleo que estableció la Ley N° 20.063, hasta el 30 de junio de 2007. Además se produjeron incrementos menores en las cuentas deudores varios y documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas (en torno a US\$10 millones cada una). Estos incrementos fueron sólo parcialmente compensados por la reducción de US\$14 millones en el valor de las existencias y la reducción de US\$11 millones en los impuestos diferidos.

El monto de existencias se mantuvo prácticamente constante al reducirse sólo en un 1,6%, pasando de US\$875 millones en diciembre de 2005 a US\$861 millones a igual fecha de 2006, lo que refleja niveles de inventario muy similares y precios de cierre también muy similares para cada año. Sin embargo, durante el año 2006 los precios tuvieron un comportamiento dispar. Mientras en la primera mitad del año los precios subieron considerablemente hasta llegar, a mediados de agosto, a niveles sobre los US\$70 por barril, a contar de esa fecha, se produjo una baja significativa de los precios internacionales de los hidrocarburos, lo que llevó a efectuar una provisión al 31 de diciembre de 2006 por menor valor de inventario de productos terminados por US\$5 millones con cargo a resultado operacional.

El mayor activo fijo por US\$38 millones se explica principalmente por mayores construcciones y obras de infraestructura por US\$145 millones que representan un incremento de 3,7% que fue sólo parcialmente compensado por US\$127 millones de mayor depreciación.

Por otra parte, los otros activos se redujeron en un 14,2% pasando de US\$306 millones a diciembre de 2005 a US\$263 millones a igual fecha de 2006. Esta reducción se explica principalmente por el menor saldo en las partidas impuestos diferidos de largo plazo en US\$ 13 millones y otros por US\$ 24 millones. De las

ANÁLISIS RAZONADO

inversiones en empresas relacionadas, en el año 2006 se han reclasificado US\$ 61 millones a inversiones en otras sociedades.

Pasivos

El total de pasivos exigibles se incrementó en un 4,1%, pasando de US\$2.752 millones en diciembre de 2005 a US\$2.866 millones a igual fecha de 2006. Dicho aumento se explica casi totalmente por los mayores pasivos circulantes que se incrementaron en un 9,3%, ya que los pasivos de largo plazo sólo se incrementaron en US\$1 millón (0,1%) entre un período y otro.

El aumento en los pasivos circulantes por un monto total de US\$113 millones, tiene su origen en el incremento en las cuentas por pagar por US\$277 millones (38,9%), el incremento en impuesto a la renta por US\$91 millones y el incremento en las retenciones por US\$46 millones. Estos incrementos fueron sólo parcialmente compensados por la reducción de US\$260 millones en documentos por pagar, financiados en parte con un nuevo crédito sindicado por US\$150 millones, obtenido en diciembre de 2006 y el remanente con un mayor nivel de crédito de proveedores, es decir cuentas por pagar. Además se produjo una reducción en las obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo - porción corto plazo que cayeron en US\$29 millones debido al pago de amortizaciones de créditos vigentes.

Los pasivos a largo plazo se mantuvieron prácticamente constantes ya que, aunque las obligaciones con bancos e instituciones financieras se incrementaron en términos netos en US\$128 millones, pasando de US\$264 millones en diciembre de 2005 a US\$391 millones a fines de 2006, este incremento fue casi totalmente compensado por la reducción en las provisiones de largo plazo por US\$82 millones (20,3%) que se debe principalmente al menor pasivo por impuesto a la renta, además de la reducción de US\$27 millones en los otros pasivos de largo plazo y de US\$14 millones en los documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas largo plazo.

El patrimonio mostró, un incremento de 2,1% entre diciembre de 2005 y diciembre de 2006, pasando de US\$919 millones a US\$939 millones entre un período y otro. En el año 2006 se realizaron capitalizaciones por US\$85 millones (10,8%) y la cuenta utilidades retenidas tuvo una disminución de US\$ 65 millones, lo que da un neto de aumento de patrimonio de US\$ 20 millones entre uno y otro ejercicio. La utilidad neta del año 2006 ascendió a US\$51 millones.

INDICADORES DE LIQUIDEZ, ENDEUDAMIENTO Y ACTIVIDAD

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

	31/12/2006	31/12/2005
Liquidez		
Liquidez corriente	1,42	1,43
Razón ácida (1)	0,75	0,70
Endeudamiento		
Deuda Corto Plazo/Deuda Total (%)	46,3%	44,1%
Deuda Largo Plazo/Deuda Total (%)	53,7%	55,9%
Razón de endeudamiento	3,05	2,99
Cobertura gastos financieros (2)	4,49	7,30
Actividad		
Total Activos (MMUS\$)	3.805	3.672
Rotación de inventarios	8,64	8,09
Permanencia de inventarios	41,67	44,48

(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.

El índice de liquidez se mantuvo casi inalterado, pasando de 1,43 veces el 31 de diciembre de 2005 a 1,42 veces en diciembre de 2006, reflejando una estructura de activos y pasivos, muy similar entre los dos períodos. La razón ácida, por su parte, se incrementó levemente pasando de 0,70 en 2005 a 0,75 en 2006.

ANÁLISIS RAZONADO

El índice de endeudamiento fue de 3,05 en diciembre de 2006, relación superior a los 2,99 de diciembre de 2005 debido principalmente a que, a pesar del incremento en el patrimonio, el aumento en pasivos fue mayor, particularmente en el caso del pasivo circulante.

En cuanto, a la exigibilidad de la deuda, ésta se presenta en un 46,3% en el corto plazo y un 53,7% en el largo plazo, ponderaciones muy similares a aquéllas de igual período del año 2005. Si se considera sólo la deuda financiera, estos indicadores son notoriamente distintos, ya que a diciembre de 2006, un 92% de la deuda financiera es de largo plazo, y el 8% restante es de corto plazo. Esta estructura de deuda financiera es un reflejo del esfuerzo de reestructuración de pasivos que ha realizado la empresa, ya que a diciembre de 2005, la estructura de la deuda financiera presentaba un 69% en el largo plazo y un 31% en el corto plazo. Dicha relación cambió tras la reestructuración de pasivos realizada en diciembre de 2006 con la emisión de US\$150 millones utilizados, en el corto plazo, para pago de forfaitings (deuda con proveedores de corto plazo).

Durante el año 2006, también se realizó una reestructuración de pasivos de largo plazo donde una porción de US\$220 millones de un crédito sindicado que originalmente era de US\$250 millones, fue reestructurada en su plazo de vencimiento, llevándola de una estructura con amortizaciones y vencimiento final el año 2009 a una estructura "bullet" con un solo vencimiento el año 2013, es decir a 7 años plazo. Esta reestructuración, acompañada de la emisión de los US\$150 millones emitidos en diciembre de 2006 deja a ENAP con una estructura de pasivos con un perfil de pagos y madurez promedio acorde con la estructura de activos y perfil de inversiones que realiza.

La baja registrada en el índice de cobertura de gastos financieros, que pasó de 7,30 veces en diciembre de 2005 a 4,49 veces en igual fecha de 2006, se debe por una parte a que los gastos financieros se incrementaron en un 20,2% entre un período y otro, pasando de US\$90 millones en diciembre de 2005 a US\$108 millones en igual período de 2006, pero también a la caída en el resultado antes de impuestos, intereses, depreciaciones y amortizaciones (R.A.I.I.D.A.I.E.) que disminuyó en un 26% (por un monto de US\$171 millones) producto de un menor resultado operacional obtenido en el año 2006.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS

	31/12/2006	31/12/2005
	MMUS\$	MMUS\$
Resultado Operacional	242,8	448,4
Gastos Financieros	108,1	89,9
Resultado no Operacional	-80,1	-78,8
R.A.I.I.D.A.I.E.	484,8	655,8
Utilidad después del 17% de impuestos	104,1	298,8
Utilidad después de impuestos	50,8	197,8
Rentabilidad		
Rentabilidad del Patrimonio Promedio	5,47%	23,59%
Rentabilidad del Activo Promedio	1,36%	5,96%
Rendimiento Activos Operacionales*	8,06%	16,53%

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

Resultado Operacional

El resultado operacional consolidado muestra una reducción de un 45,9% entre diciembre de 2005 y diciembre de 2006 pasando de US\$448 millones en 2005 a US\$243 millones en 2006. Dada la importante baja de precios del petróleo crudo ocurrida desde mediados de agosto de 2006 y hasta octubre de 2006, el negocio de refinación de ENAP, se vio fuertemente afectado por la baja persistente en los precios de ventas de los productos, lo que generó márgenes prácticamente nulos e incluso negativos de venta en los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2006.

ANÁLISIS RAZONADO

El período que transcurre entre la compra del crudo, su transporte hasta las refinerías de ENAP, su transformación en productos refinados y su venta, toma entre 45 y 75 días, dependiendo del origen geográfico del crudo. Dado que los precios de los productos refinados que vende ENAP (tanto en Chile como sus exportaciones) reflejan paridad de importación de la Costa del Golfo, es decir, precios de mercado, una tendencia a la baja en los precios internacionales en un período de entre 45 y 75 días puede representar pérdidas ya que en dicha circunstancia, ENAP compra crudos a precios altos y vende productos a precios más bajos. La situación inversa ocurre con tendencias al alza en los precios internacionales durante periodos similares.

Las bajas en el negocio de refinación se vieron apalancadas, a nivel consolidado, por el buen resultado de los negocios de exploración y producción ("upstream"), tanto a nivel internacional, a través de ENAP Sipetrol S.A., como a nivel nacional a través de las operaciones en la región de Magallanes. Lo anterior permitió a ENAP tener un resultado adecuado considerando la volatilidad del mercado. Cabe destacar que el resultado del 2006 se está comparando con un resultados del año 2005 que fue excepcionalmente buenos debido en parte a los importantes aumentos de precios ocurridos en el mercado internacional hacia finales de dicho año como consecuencia de los huracanes a los que se vio enfrentado Estados Unidos.

Resultado No Operacional

El resultado no operacional, representó una pérdida de US\$80 millones a diciembre de 2006, muy similar, en monto, a la pérdida de US\$79 millones en igual período de 2005. Este leve incremento en la pérdida no operacional de 1,6% (US\$1 millón) se compone de los siguientes movimientos: un incremento en los gastos financieros por US\$18 millones, principalmente debido al uso más intensivo de crédito de proveedor, pérdida por diferencia de cambio de US\$8,7 millones versus una ganancia por este concepto en el año 2005 por US\$4 millones, y una reducción de la utilidad en inversión empresas relacionadas por US\$3 millones. Las bajas mencionadas fueron parcialmente compensadas por el incremento en los otros ingresos fuera de la explotación por US\$27 millones, explicado principalmente por la venta de las inversiones de Enap Sipetrol en Colombia, además del incremento por US\$2,7 millones en los ingresos financieros y la reducción en US\$2,4 millones de los otros egresos fuera de la explotación.

Utilidad del Período

La utilidad, descontado el impuesto a la renta de primera categoría (17%) alcanzó a los US\$104 millones al 31 de diciembre de 2006, cifra que es inferior, en un 65,2% a los US\$299 millones registrados a igual período de 2005. La utilidad neta, descontado el 40% de impuesto del D.L. 2.398, fue de US\$51 millones a diciembre de 2006, mientras que a igual período de 2005 ésta fue de US\$198 millones, lo que representa una caída de un 74,3% en el período. Esta menor utilidad neta se explica principalmente por el menor resultado operacional impulsado por la caída en el margen de explotación, en comparación con diciembre 2005.

Diferencia entre valores económicos y de libros de los activos

Al 31 de diciembre de 2006, no se aprecian diferencias significativas entre los valores económicos y de libros de los principales activos de la Empresa. Sin embargo es importante destacar que de acuerdo con las normas de la Superintendencia de Valores y Seguros, las inversiones en empresas filiales y coligadas, se valorizan según el método de valor proporcional del patrimonio de las respectivas empresas.

Situación de mercado

Al finalizar el cuarto trimestre y año 2006, el precio del petróleo crudo marcador internacional West Texas Intermediate (WTI) vio frenada la tendencia alcista que había elevado los precios promedios desde US\$ 65,5 por barril en enero hasta un máximo de US\$ 74,4 por barril en julio. Las tensiones geopolíticas fueron las causas predominantes que motivaron el alza en este período, las que se derivaron entre otros, del reinicio del programa nuclear en Irán, de los atentados y detenciones en las instalaciones petroleras en Nigeria, y del conflicto militar entre Israel y la milicia Hezbolá en el Líbano. Estos factores introdujeron una importante dosis de nerviosismo al mercado ante el temor de una eventual interrupción en el abastecimiento de crudo principalmente del medio oriente, lo

ANÁLISIS RAZONADO

cual empujó los precios a los altos niveles de precios alcanzados especialmente en julio. No obstante, a partir del mes de agosto, el mercado vio reducidas sus aprehensiones como resultado del cese de las hostilidades en el sur del Líbano y la no aplicación de sanciones a Irán por parte de la ONU, las que podrían haber interrumpido sus exportaciones de crudo. La consecuente reducción en el riesgo político en la zona del medio oriente y la no existencia de huracanes tranquilizó a los mercados, lo cual se reflejó en una abrupta caída en las cotizaciones a partir de septiembre y continuando hasta fines de año, precio del petróleo crudo que promedio en octubre US\$ 58,82 por barril, el nivel más bajo del año. Al término del año 2006 el WTI registró un precio promedio de US\$ 66,0 por barril, mayor en 17% al de igual período del 2005 (US\$ 56,4 por barril).

Por su parte, los precios internacionales de los productos siguieron una tendencia similar a la del crudo. En los primeros meses del año, los bajos niveles de inventarios y las dificultades de las refinerías en EEUU de adecuarse a las nuevas especificaciones de gasolinas y diesel en cuanto a eliminación MTBE y menor contenido de azufre respectivamente, generaron una presión alcista en los precios. Posteriormente, la recuperación en los stocks y la flexibilización en la aplicación de la norma que establecía la eliminación del MTBE en la producción de gasolinas en EEUU lograron suavizar transitoriamente esta tendencia, apreciándose una baja en las cotizaciones especialmente durante mayo. A partir del mes de junio, el inicio de la temporada de huracanes en la zona de la costa del Golfo de México y la falta de holgura en las refinerías europeas para abastecer eventuales aumentos en las exportaciones hacia EEUU, especialmente de gasolinas, elevaron nuevamente los precios de los productos. No obstante, al igual que lo sucedido con los crudos, esta alza se revirtió en los meses posteriores conforme fueron diluyéndose los factores climáticos y geopolíticos que ponían en riesgo el abastecimiento de los mercados. De esta forma, a diciembre de 2006 los precios promedio de los productos en la costa del Golfo de México fueron de US\$ 77,6 por barril para las gasolinas y de US\$ 81,6 por barril para el diesel, comparado con promedios de US\$ 67,3 y US\$ 70,7 por barril, respectivamente para igual período de 2005.

La demanda por productos refinados en el mercado nacional fue de 14,6 millones de m3, lo que significó un incremento de 2,6% respecto de igual período 2005.

Flujos de efectivo

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

	31/12/2006	31/12/2005
	MMUS\$	MMUS\$
Flujo neto originado por actividad de la operación	195,5	332,0
Flujo neto originado por actividades de financiamiento	34,5	-105,5
Flujo neto originado por actividades de inversión	-223,1	-247,4
Flujo neto del período	6,9	-20,9

El flujo final neto del período de US\$7 millones se explica principalmente por el flujo neto generado por las actividades de la operación por US\$196 millones, más el flujo originado por actividades de financiamiento por US\$35 millones. Estos flujos positivos fueron sólo parcialmente compensados por el flujo negativo originado por actividades de inversión por US\$223 millones

Los montos más significativos de los flujos generados por actividades de la operación corresponden a los rubros Recaudación de Deudores por venta y Pago a Proveedores, cuyas variaciones se netean entre si. Por otra parte los otros ingresos percibidos, presentan una disminución, que se explica por mayores montos de devoluciones de impuestos en el 2005, por exportaciones de productos.

El flujo postivo de financiamiento se explica principalmente por la obtención de préstamos por US\$157 millones que fue sólo parcialmente compensada por el pago de dividendos por US\$56 millones y el pago de préstamos por US\$66 millones.

El mayor flujo de egresos por actividades de inversión se explica por la incorporación de activos fijos por US\$286 millones, sólo parcialmente compensada por la venta de inversiones permanentes por US\$54 millones y la recaudación de otros préstamos a empresas relacionadas por US\$23 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

Análisis de riesgo de mercado

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos y en las siguientes etapas de la cadena productiva, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo. De estas actividades, una parte substancial de las operaciones corresponde a la refinación y comercialización de sus productos en Chile, liderando el abastecimiento del mercado nacional con una participación superior al 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 Brasil, Angola, Ecuador, Argentina, Nigeria y Perú., Las refinerías de ENAP, cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima.

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

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

En términos de riesgo de tasa de interés, la empresa mantiene un mix de deuda financiera en tasa fija (principalmente bonos de largo plazo), y tasa variable (principalmente créditos bilaterales y sindicados y préstamos de corto plazo como forfaiting), para mitigar este riesgo ENAP ha realizado una variedad de derivados de tasa de interés los que llevan estos créditos de tasa variable, principalmente LIBOR más un spread, a tasa fija o semi fija (fijando la LIBOR o permitiéndole flotar dentro de una banda). Gracias a esto al 31 de diciembre de 2006 se tiene un mix de tasa fija / variable de aproximadamente 85%/15% que se compara con el 86%/14% de igual período de 2005.

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

HECHOS RELEVANTES

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

HECHOS RELEVANTES

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

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

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

Con fecha 11 de diciembre de 2006, mediante carta N°2137, se informó que con esta misma fecha, se ha suscrito un nuevo préstamo sindicado por un monto de 150 millones de dólares de los Estados Unidos de América por parte de ENAP, que en el año 2006 sustituirán obligaciones de corto plazo. Durante el año 2007, dichos fondos serán redestinados a cubrir parte del plan de inversiones de la Empresa para dicho año.

Mediante esta operación, ENAP ha suscrito un contrato de crédito sindicado bajo ley de Nueva York (denominado "Term Loan Agreement"), con un grupo de 12 bancos internacionales. El préstamo tiene un plazo de 7 años a contar del día del desembolso (previsto para el 14 de diciembre de 2006) y se pagará en 6 amortizaciones iguales, comenzando en el mes 54 contado desde la fecha del desembolso.

La tasa de interés anual aplicable a esta nueva operación es de Libor + 0,175% para los primeros tres años Libor + 0,20% para el cuarto y quinto año y Libor + 0,225% para el sexto y séptimo año. La transacción fue liderada por el banco Calyon ("Lead Arranger") quien además actuará como Agente Administrativo para el nuevo préstamo.

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 **Anual**, referido al **31 de Diciembre 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	
Radovan Razmilic Tomicic	Director	6283668-7	
Gustavo Cubillos López	Director	2421533-4	
Eduardo González Yañez	Director	9164893-8	
Miguel Moreno García	Director	5433767-1	
Jorge Matute Matute	Director	5334581-6	
Enrique Dávila Alveal	Gerente General	5032869-4	

Fecha: 1 de Marzo de 2007