

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 2007

1.00.01.20

Fecha de cierre

día mes año

31 3 2007

1.00.01.30

Tipo de Moneda

Dólares

1.00.01.40

Tipo de Estados Financieros

Consolidado

ACTIVOS

2.00 ESTADOS FINANCIEROS

2.01 BALANCE GENERAL

1.00.01.30 Tipo de Moneda

Dólares

 1.00.01.40 Tipo de Balance

Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

ACTIVOS	NÚMERO NOTA	al 31 03 2007			al 31 03 2006		
		ACTUAL			ANTERIOR		
5.11.00.00 TOTAL ACTIVOS CIRCULANTES		1.934.526			1.910.033		
5.11.10.10 Disponible		42.351			52.777		
5.11.10.20 Depósitos a plazo		36.998			27.863		
5.11.10.30 Valores negociables (neto)		11.131			0		
5.11.10.40 Deudores por venta (neto)	4	683.167			587.282		
5.11.10.50 Documentos por cobrar (neto)		0			0		
5.11.10.60 Deudores varios (neto)	4	55.576			51.331		
5.11.10.70 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas	5	28.943			18.606		
5.11.10.80 Existencias (neto)	6	910.715			985.656		
5.11.10.90 Impuestos por recuperar	7	97.774			115.504		
5.11.20.10 Gastos pagados por anticipado		24.725			17.531		
5.11.20.20 Impuestos diferidos	7	9.698			23.898		
5.11.20.30 Otros activos circulantes		33.448			29.585		
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	1.695.843			1.617.420		
5.12.10.00 Terrenos		16.902			16.912		
5.12.20.00 Construcción y obras de infraestructura		4.122.592			3.950.534		
5.12.30.00 Maquinarias y equipos		61.806			57.800		
5.12.40.00 Otros activos fijos		386.450			355.958		
5.12.50.00 Mayor valor por retasación técnica del activo fijo		0			0		
5.12.60.00 Depreciación (menos)		(2.891.907)			(2.763.784)		
5.13.00.00 TOTAL OTROS ACTIVOS		267.846			307.719		
5.13.10.10 Inversiones en empresas relacionadas	10	87.493			144.351		
5.13.10.20 Inversiones en otras sociedades	11	61.449			8		
5.13.10.30 Menor valor de inversiones	12	5.447			4.463		
5.13.10.40 Mayor valor de inversiones (menos)		0			0		
5.13.10.50 Deudores a largo plazo	4	23.314			24.298		
5.13.10.60 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas largo plazo	5	11.619			10.722		
5.13.10.65 Impuestos diferidos a largo plazo	7	15.141			28.525		
5.13.10.70 Intangibles		0			0		
5.13.10.80 Amortización (menos)		0			0		
5.13.10.90 Otros	13	63.383			95.352		
5.13.20.10 Contratos de leasing largo plazo (neto)		0			0		
5.10.00.00 TOTAL ACTIVOS		3.898.215			3.835.172		

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 03 2007			al 31 03 2006		
		ACTUAL			ANTERIOR		
5.21.00.00 TOTAL PASIVOS CIRCULANTES		1.410.273			1.361.152		
5.21.10.10 Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo	14	4.719			0		
5.21.10.20 Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo - porción corto plazo	14	25.471			83.519		
5.21.10.30 Obligaciones con el público (pagarés)		0			0		
5.21.10.40 Obligaciones con el público - porción corto plazo (bonos)	16	7.787			7.645		
5.21.10.50 Obligaciones largo plazo con vencimiento dentro un año		1.278			1.182		
5.21.10.60 Dividendos por pagar		0			0		
5.21.10.70 Cuentas por pagar		1.111.268			834.102		
5.21.10.80 Documentos por pagar		0			321.798		
5.21.10.90 Acreedores varios		12.893			6.349		
5.21.20.10 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas	5	13.873			13.561		
5.21.20.20 Provisiones	17	41.892			54.080		
5.21.20.30 Retenciones		91.463			19.429		
5.21.20.40 Impuesto a la renta	7	78.305			1.337		
5.21.20.50 Ingresos percibidos por adelantado		149			167		
5.21.20.60 Impuestos diferidos		0			0		
5.21.20.70 Otros pasivos circulantes		21.175			17.983		
5.22.00.00 TOTAL PASIVOS A LARGO PLAZO		1.534.497			1.504.343		
5.22.10.00 Obligaciones con bancos e instituciones financieras	15	385.750			227.875		
5.22.20.00 Obligaciones con el público largo plazo (bonos)	16	550.740			550.658		
5.22.30.00 Documentos por pagar largo plazo		3.608			3.824		
5.22.40.00 Acreedores varios largo plazo		15.817			17.718		
5.22.50.00 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas largo plazo	5	201.647			215.558		
5.22.60.00 Provisiones largo plazo	17	330.918			408.645		
5.22.70.00 Impuestos Diferidos a largo plazo		0			0		
5.22.80.00 Otros pasivos a largo plazo		46.017			80.065		
5.23.00.00 INTERES MINORITARIO	19	264			376		
5.24.00.00 TOTAL PATRIMONIO	20	953.181			969.301		
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	(69.239)			(69.210)		
5.24.50.00 Utilidades retenidas (sumas códigos 5.24.51.00 al 5.24.56.00)		145.719			247.040		
5.24.51.00 Reservas futuros dividendos		0			0		
5.24.52.00 Utilidades acumuladas	20	131.349			204.486		
5.24.53.00 Pérdidas acumuladas (menos)		0			0		
5.24.54.00 Utilidad (pérdida) del ejercicio	20	14.370			42.554		
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		3.898.215			3.835.172		

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			
		desde	día	mes	año	desde	día	mes	año
		hasta	31	03	2007	hasta	31	03	2006
5.31.11.00 RESULTADO DE EXPLOTACION					64.032				98.826
5.31.11.10 MARGEN DE EXPLOTACION					86.992				121.102
5.31.11.11 Ingresos de explotación					1.816.117				1.787.943
5.31.11.12 Costos de explotación (menos)					(1.729.125)				(1.666.841)
5.31.11.20 Gastos de administración y ventas (menos)					(22.960)				(22.276)
5.31.12.00 RESULTADO FUERA DE EXPLOTACION					(25.898)				(12.216)
5.31.12.10 Ingresos financieros					1.151				930
5.31.12.20 Utilidad inversiones empresas relacionadas	10				2.538				3.189
5.31.12.30 Otros ingresos fuera de la explotación	21				2.343				5.016
5.31.12.40 Pérdida inversión empresas relacionadas (menos)	10				(143)				(310)
5.31.12.50 Amortización menor valor de inversiones (menos)	12				(289)				(356)
5.31.12.60 Gastos financieros(menos)					(28.866)				(23.565)
5.31.12.70 Otros egresos fuera de la explotación (menos)	21				(1.237)				(7.062)
5.31.12.80 Corrección monetaria					0				0
5.31.12.90 Diferencias de cambio	22				(1.395)				9.942
5.31.10.00 RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA E ÍTEMES EXTRAORDINARIOS					38.134				86.610
5.31.20.00 IMPUESTO A LA RENTA	7				(23.754)				(44.044)
5.31.30.00 ÍTEMES EXTRAORDINARIOS					0				0
5.31.40.00 UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DE INTERÉS MINORITARIO					14.380				42.566
5.31.50.00 INTERES MINORITARIO	19				(10)				(12)
5.31.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) LÍQUIDA					14.370				42.554
5.32.00.00 Amortización mayor valor de inversiones					0				0
5.30.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO					14.370				42.554

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 2007	desde 01 01 2006
hasta 31 03 2007	hasta 31 03 2006

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	NÚMERO NOTA	ACTUAL	ANTERIOR
5.41.11.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN		134.647	74.262
5.41.11.10 Recaudación de deudores por venta		2.402.982	2.659.046
5.41.11.20 Ingresos financieros percibidos		1.134	890
5.41.11.30 Dividendos y otros repartos pecibidos		3.190	(30)
5.41.11.40 Otros ingresos percibidos		(14.003)	5.676
5.41.11.50 Pago a proveedores y personal (menos)		(1.867.944)	(1.967.573)
5.41.11.60 Intereses pagados (menos)		(15.870)	(12.164)
5.41.11.70 Impuesto a la renta pagado (menos)		(11.492)	(24.680)
5.41.11.80 Otros gastos pagados (menos)		(853)	(8.887)
5.41.11.90 Impuesto al Valor Agregado y otros similares pagados (menos)		(362.497)	(578.016)
5.41.12.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		(11.479)	(29.182)
5.41.12.05 Colocación de acciones de pago		0	0
5.41.12.10 Obtención de préstamos		829	0
5.41.12.15 Obligaciones con el público		0	0
5.41.12.20 Préstamos documentados de empresas relacionadas		0	0
5.41.12.25 Obtención de otros préstamos de empresas relacionadas		0	0
5.41.12.30 Otras fuentes de financiamiento		0	2
5.41.12.35 Pago de dividendos (menos)		0	(18.728)
5.41.12.40 Repartos de capital (menos)		0	0
5.41.12.45 Pago de préstamos (menos)		(12.308)	(10.456)
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		(118.638)	(43.500)
5.41.13.05 Ventas de activo fijo		0	366
5.41.13.10 Ventas de inversiones permanentes		0	159
5.41.13.15 Ventas de otras inversiones		0	0
5.41.13.20 Recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas		0	477
5.41.13.25 Recaudación de otros préstamos a empresas relacionadas		1.699	0
5.41.13.30 Otros ingresos de inversión	24	3.008	7.450
5.41.13.35 Incorporación de activos fijos (menos)		(107.061)	(50.007)
5.41.13.40 Pago de intereses capitalizados (menos)		0	0
5.41.13.45 Inversiones permanentes (menos)		(1.606)	(517)
5.41.13.50 Inversiones en instrumentos financieros (menos)		0	0
5.41.13.55 Préstamos documentados a empresas relacionadas (menos)		0	(1.013)
5.41.13.60 Otros préstamos a empresas relacionadas (menos)		(14.678)	(130)
5.41.13.65 Otros desembolsos de inversión (menos)		0	(285)
5.41.10.00 FLUJO NETO TOTAL DEL PERÍODO		4.530	1.580
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		4.530	1.580
5.42.00.00 SALDO INICIAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE		85.950	79.060
5.40.00.00 SALDO FINAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	24	90.480	80.640

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	2007	01	31	2006
5.50.10.00 Utilidad (Pérdida) del ejercicio				14.370			42.554
5.50.20.00 Resultado en venta de activos				0			(356)
5.50.20.10 (Utilidad) Pérdida en venta de activos fijos	21			0			(360)
5.50.20.20 Utilidad en venta de inversiones (menos)				0			0
5.50.20.30 Pérdida en venta de inversiones	21			0			4
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				55.194			44.019
5.50.30.05 Depreciación del ejercicio	8			67.066			54.467
5.50.30.10 Amortización de intangibles				0			0
5.50.30.15 Castigos y provisiones				0			3.193
5.50.30.20 Utilidad devengada en inversiones en empresas relacionadas (menos)	10			(2.538)			(3.189)
5.50.30.25 Pérdida devengada en inversiones en empresas relacionadas	10			143			310
5.50.30.30 Amortización menor valor de inversiones	12			289			356
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			1.395			(9.942)
5.50.30.50 Otros abonos a resultado que no representan flujo de efectivo (menos)				(11.161)			(3.367)
5.50.30.55 Otros cargos a resultado que no representan flujo de efectivo				0			2.191
5.50.40.00 Variación de Activos que afectan al flujo de efectivo (aumentos) disminuciones				550.487			(256.193)
5.50.40.10 Deudores por ventas				563.041			(147.578)
5.50.40.20 Existencias				(39.899)			(110.414)
5.50.40.30 Otros activos				27.345			1.799
5.50.50.00 Variación de pasivos que afectan al flujo de efectivo aumentos (disminuciones)				(485.414)			244.238
5.50.50.10 Cuentas por pagar relacionadas con el resultado de la explotación				158.894			258.791
5.50.50.20 Intereses por pagar				14.449			10.709
5.50.50.30 Impuesto a la renta por pagar (neto)				9.082			19.236
5.50.50.40 Otras cuentas por pagar relacionadas con el resultado fuera de explotación				(80)			567
5.50.50.50 Impuesto al Valor Agregado y otros similares por pagar (neto)				(667.759)			(45.065)
5.50.60.00 Utilidad (Pérdida) del interés minoritario				10			0
5.50.00.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN				134.647			74.262

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 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 períodos terminados al 31 de marzo de 2007 y 2006.

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.

d. Bases de consolidación

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

Los estados financieros de las sociedades extranjeras al 31 de marzo de 2007 y 2006 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 períodos, 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 período, 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:

	31/03/2007	31/03/2006
Peso chileno por dólar	539,21	526,18
Peso argentino por dólar	3,10	3,08
Peso colombiano por dólar	2.202,00	2.289,50
Libra esterlina por dólar	0,51	0,58
Unidad de fomento por dólar	0,03	0,03
Euro por dólar	0,75	0,83

f. Depósitos a plazo

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

g. Valores negociables

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

h. Estimación de deudores incobrables

Los deudores por ventas se presentan netos de una provisión de deudores

02. Criterios Contables Aplicados

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.

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

02. Criterios Contables Aplicados

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.

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

02. Criterios Contables Aplicados

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 en resultados.

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 período 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 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			
		31/03/2007			31/03/2006
		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 período terminado al 31 de marzo de 2007, no se efectuaron cambios contables con respecto al ejercicio anterior que puedan afectar en forma significativa la interpretación de los presentes estados financieros consolidados.

04. Deudores de Corto y Largo Plazo

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

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

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

RUBRO	CIRCULANTES						LARGO PLAZO			
	Hasta 90 días		Más de 90 hasta 1 año		Subtotal	Total Circulante (neto)		31/03/2007	31/03/2006	
	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006		31/03/2007	31/03/2006			
Deudores por Ventas	681.949	586.570	1.518	1.012	683.467	683.167	587.282	0	0	
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	300	-	-	-	-	
Documentos por cobrar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	0	-	-	-	-	
Deudores Varios	53.000	39.166	2.576	12.165	55.576	55.576	51.331	23.314	24.298	
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total deudores largo plazo							23.314	24.298		

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

	2007		2006	
	MUS\$	%	MUS\$	%
Nacionales:				
Distribuidores	510.913	74,79%	463.930	79,00%
Consumidores directos	32.665	4,78%	23.315	3,97%
Extranjeros:				
Deudores extranjeros (1)	139.589	20,43%	100.037	17,03%
Totales	683.167	100,00%	587.282	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 corto y 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	
		31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A. (1)	0	216	0	0
96694400-5	GAS DE CHILE S.A. (4)	0	0	225	223
78889940-8	NORGAS S.A. (1)	637	1.061	0	0
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A. (4)	5	5	11.293	10.499
0-E	GASODUCTO DEL PACÍFICO ARGENTINA S.A. (5)	0	3.001	0	0
96668110-1	CIA. LATINOAMERICANA PETROLERA S.A. (1)	0	5	0	0
0-E	PRIMAX S.A. (8)	15.877	13.514	0	0
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA (1)	64	55	2	0
76418940-K	GNL CHILE S.A. (4)	4.698	130	99	0
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO CHILE S.A. (6)	0	558	0	0
99519820-7	ENERGIA CON CON S.A. (1)	0	61	0	0
76788080-4	GNL QUINTERO S.A.	7.662	0	0	0
TOTALES		28.943	18.606	11.619	10.722

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

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006
96668110-1	CÍA. LATINOAMERICA PETROLERA S.A. (2)	0	0	4.350	4.458
99519810-K	CÍA DE HIDRÓGENO DEL BÍO BÍO S.A.(3)	2.021	1.891	39.007	41.115
78335760-7	PETROPOWER ENERGÍA LTDA. (7)	123	123	0	0
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A. (3)	1.577	1.350	24.007	25.584
96969000-4	PETROSUL S.A. (3)	1.633	1.524	27.436	29.068
99548320-3	PRODUCTORA DE DIESEL S.A. (3)	8.519	6.897	106.847	115.333
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A. (6)	0	1.776	0	0
TOTALES		13.873	13.561	201.647	215.558

05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas
Transacciones

SOCIEDAD	RUT	NATURALEZA DE LA RELACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA TRANSACCIÓN	31/03/2007		31/03/2006	
				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	7.454	0
		COLIGADA	VENTA DE SERVICIOS	0	0	15.192	355
ELECTROGAS S.A.	96806130-5	COLIGADA	SERV. TRANSPORTE GAS NATURAL	0	0	555	0
INNERGY HOLDING S.A. (9)	96856650-4	COLIGADA	COMPRA DE GAS NATURAL	4.847	0	3.721	0
OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A.	96655490-8	COLIGADA	VENTA DE SERVICIOS	0	0	10.000	234
		COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	594	0	1.963	0
NORGAS S.A.	78889940-8	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	3.030	86	1.963	46
PETROPOWER ENERGIA LTDA.	78335760-7	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	16.960	0	3.019	0
PRIMAX S.A	0-E	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	59.185	3.634	46.619	1.571
SOCIEDAD NACIONAL MARÍTIMA S.A.	76384550-8	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	0	0	3.812	0
COMPAÑÍA DE HIDRÓGENO DEL BIOBIO S.A.	99519810-K	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	605	605	0	0
COMPAÑÍA DE HIDRÓGENO DEL BIO-BIO S.A (10)	99519810-K	COLIGADA	PAGO CUOTA LEASING	2.359	-1.354	-	-
COMPAÑÍA DE HIDRÓGENO DEL BIO-BIO S.A.	99519810-K	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESA	605	-605	-	-
PRODISA S.A. (10)	99548320-3	COLIGADA	PAGO DE CUOTA LEASING	6.010	-2.541	-	-
PETROSUL S.A (11)	96969000-4	COLIGADA	PAGO DE CUOTA LEASING	2.014	-1.570	-	-
PETROSUL S.A (12)	96969000-4	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESA	700	-700	-	-
PETROSUL S.A.(13)	96969000-4	COLIGADA	VENTA DE SERVICIO DE PROCESAM	700	700	-	-
ETERES Y ALCOHOLES S.A.	96913550-7	COLIGADA	PAGO DE CUOTA LEASING	3.045	-2.033	-	-
ETERES Y ALCOHOLES S.A (96913550-7	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESA	550	-550	-	-
ETERES Y ALCOHOLES S.A.	96913550-7	COLIGADA	VENTA DE SERVICIO DE PROCESAM	550	550	-	-

06. Existencias

El detalle de las existencias se presenta en cuadro adjunto.

06. Existencias

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Petróleo crudo	165.094	280.216
Petróleo crudo en tránsito	233.095	190.357
Productos terminados	409.559	436.425
Productos terminados en tránsito	44.511	41.800
Materiales en bodega (neto)	58.456	36.858
Totales	<u>910.715</u>	<u>985.656</u>

07. Impuestos diferidos e impuestos a la renta

a. Impuesto a la renta

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

b. Impuestos diferidos

El detalle de los saldos acumulados por impuestos diferidos al 31 de marzo de 2007 y 2006 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	31/03/2007				31/03/2006			
	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	3.337	0	0	0	133	0	0	0
Provisión de vacaciones	6.390	0	0	0	6.375	0	0	0
Amortización intangibles	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos en leasing	0	3.433	0	76	0	0	0	33
Gastos de fabricación	0	0	848	0	0	0	1.320	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	1.381	772	0	178	688	341	0
Utilidades no realizadas venta de crudo	1.505	0	0	0	7.077	0	0	0
Provisión obsolescencia materiales (1)	0	5.918	0	0	0	8.301	0	0
Provisión retiro plataformas y norma (1)	0	29.689	0	0	0	30.636	0	0
Pérdida tributaria	272	0	0	0	6.357	13.131	0	0
Contratos leasing	0	0	0	209	0	1.619	0	0
Gastos diferidos bonos	0	0	0	5.336	0	0	0	6.245
Menor valor bonos	0	0	0	2.700	0	0	0	3.176
Gastos financieros diferidos	0	0	0	3.209	0	0	0	2.238
Provisión desvinculación	0	0	0	0	5.673	0	0	0
Provisión Valuación Inversiones	0	6.437	0	0	0	5.984	0	0
Provisión cuota Exploraciones	0	0	0	0	0	2.622	0	0
Activos Fijos	0	5.673	186	0	0	6.171	1.133	0
Gastos pagados por anticipado	0	0	256	0	0	0	292	0
Provisión medio ambiente	85	0	0	0	1.020	0	0	0
Provi. Pasivo Colombia	-	200			-	-		
OTROS								
Cuentas complementarias-neto de amortiza	0	15.368	0	2	0	15.921	0	3
Provisión de valuación	0	10.694			0	13.017		
Totales	11.760	26.669	2.062	11.528	26.984	40.214	3.086	11.689

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

ITEM	31/03/2007	31/03/2006
Gasto tributario corriente (provisión impuesto)	-19.517	-36.246
Ajuste gasto tributario (ejercicio anterior)	0	0
Efecto por activos o pasivos por impuesto diferido del ejercicio	-468	2.755
Beneficio tributario por pérdidas tributarias	0	0
Efecto por amortización de cuentas complementarias de activos y pasivos diferidos	0	0
Efecto en activos o pasivos por impuesto diferido por cambios en la provisión de evaluación	-6	217
Otros cargos o abonos en la cuenta	-3.763	-10.770
TOTALES	-23.754	-44.044

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	
	2007	2006	2007	2006
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Provisiones de impuestos a la renta al 31 de diciembre:				
- 17% de primera categoría	4.977	10.562	-	-
- Impuesto único	161	127	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades de Enap	4.745	12.989	-	-
- 40% DL-2.398 sobre dividendos coligadas (1)	249	295	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades filiales (1)	-	-	9.385	12.273
- Impuestos provenientes del exterior	3.763	10.770	-	-
Total cargos por impuestos del año	13.895	34.743	9.385	12.273
Traspaso al corto plazo 40% DL-2398 sobre utilidades filiales	-	-	-	-
Saldos de provisiones de impuestos del período anterior (2)	81.744	(7.987)	114.445	195.412
Totales	95.639	26.756	123.830	207.685
Menos:				
- Pagos provisionales del período	(7.818)	(23.840)	-	-
- Anticipo de impuestos del exterior	(9.449)	(1.503)	-	-
- Crédito de capacitación	(67)	(76)	-	-
Saldos netos por pagar (3)	78.305	1.337	123.830	207.685

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 por existir una pérdida tributaria que asciende a MUS\$5.494 al 31 de marzo de 2007 (pérdida tributaria MUS\$12.234 al 31 de marzo de 2006).

(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 marzo de 2007, este saldo incluye los impuestos a la renta año tributario 2007 por pagar de ENAP por MUS\$125.246, impuestos a la renta por recuperar de ERSA por MUS\$61.657 y M\$ 18.155 por impuestos por pagar del año anterior de Sipetrol

(3) Al 31 de marzo de 2007, este saldo incluye impuestos por recuperar del período de ERSA por MUS\$ 68.883 e impuestos por pagar por ENAP Y Enap Sipetrol por MUS\$ 131.782 y 15.406 respectivamente, a marzo de 2006 ENAP y ERSA presentan impuestos por recuperar por MUS\$8.920 y MUS\$ 5.029, respectivamente y Enap Sipetro y Petroservicios Corp S.A. impuestos por pagar en el exterior por MUS\$ 15.265 y MUS\$ 21, respectivamente

El detalle del Impuesto por Recuperar del Activo Circulante al 31 de marzo de 2007 y 2006 es el siguiente :

	2007	2006
	MUS\$	MUS\$
Impuesto a la renta del período a recuperar	-	6.935
Crédito Fondo Estabilización del Petróleo	13.816	-
Derechos de Aduana por recuperar	7.744	5.249
IVA por recuperar	65.279	45.379
Impuesto específico gasolinas y diesel	10.023	57.941
Otros impuestos por recuperar	912	-
Total Impuestos por Recuperar	<u>97.774</u>	<u>115.504</u>

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:

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos	38.134	86.610
Impuesto diferido 17%	(676)	(484)
Impuesto a la Renta 17%	(5.138)	(10.562)
Impuesto Unico	-	(127)
Impuestos provenientes del exterior	(3.763)	(10.770)
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos según artículo N°2 del D.L. N°2.398	28.557	64.667
Impuesto diferido (tasa 40%)	202	3.456
Impuesto a la Renta (tasa 40%)	(14.379)	(25.557)
Utilidad antes de amortización mayor valor de inversiones e interés minoritario	<u>14.380</u>	<u>42.566</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:

	2007	2006
	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 marzo de 2007 el valor neto asciende a MUS\$15.914 (MUS\$ 16.370 en 2006). 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 2007 (MUS\$ 14.431 en 2006).

8. Activos Fijos

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

	2007			2006		
	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	4.122.592	(2.785.398)	1.337.194	3.950.534	(2.686.961)	1.263.573
Maquinarias y equipos	61.806	(39.874)	21.932	57.800	(37.017)	20.783
Otros activos fijos	386.450	(66.635)	319.815	355.958	(39.806)	316.152
Totales	4.587.750	(2.891.907)	1.695.843	4.381.204	(2.763.784)	1.617.420

8. Activos Fijos

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

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Campos petrolíferos	1.590.243	1.637.658
Plataformas petroleras	676.073	665.495
Proyectos inversión - exploración	91.649	44.001
Refinerías y plantas de gasolina	970.465	900.731
Oleoductos y gasoductos	295.553	279.405
Plantas de almacenamiento e instalaciones marítimas	48.247	45.913
Instalaciones de producción	12.366	10.698
Sistemas de reinyección	115.380	108.385
Edificios, poblaciones y campamentos	60.575	59.303
Obras en construcción	262.041	198.945
Total	4.122.592	3.950.534
Menos: Depreciación acumulada	(2.785.398)	(2.686.961)
Valor neto	1.337.194	1.263.573

8. Activos Fijos

El detalle de los otros activos fijos es el siguiente:

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Muebles, útiles y enseres	7.795	7.597
Activos en leasing (1)	268.601	268.602
Materiales en bodega (2)	86.389	76.736
Softwares	3.025	3.023
Otros activos	20.640	0
Total	<u>386.450</u>	<u>355.958</u>
Menos: Depreciación acumulada	<u>(66.635)</u>	<u>(39.806)</u>
Valor neto	<u><u>319.815</u></u>	<u><u>316.152</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:

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Costos de explotación	66.826	54.237
Gasto de administración	240	230
Totales	67.066	54.467

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\$1.100 (MUS\$1.022 año 2006) y en el pasivo a largo plazo en acreedores varios largo plazo por MUS\$14.359 (MUS\$15.978 año 2006).

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 Primax S.A.(empresa peruana), Energía Concon S.A. y Productora de Diesel S.A. fueron valorizadas a sus valores justos, de acuerdo a la metodología establecida en el Boletín Técnico N°72, emitida por el Colegio de Contadores de Chile A.G y Circular N°1.697 y N°1.699 emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros. Dicha valorización no presentó diferencias significativas con sus respectivos valores libros.

(2) 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).

(3) 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%.

(4) Con fecha 09 de marzo de 2007 se constituyó la sociedad GNL Quintero S.A, en la cual ENAP suscribió y pagó 200 acciones que representan un 20% del capital de dicha sociedad.

(5) 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.

- 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 marzo de 2007 y 2006, no existen dividendos acordados por las utilidades potencialmente remesables al 31 de marzo de 2007 y 2006.

Durante los períodos 2007 y 2006 la Empresa y sus filiales no han contraído pasivos como cobertura de estas inversiones en el exterior.

Rut : 92604000 - 6
 Período : 01-01-2007 al 31-03-2007
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1
 FECHA
 IMPRESIÓN: 02-05-2007

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		
					31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007
0-E	A&C PIPELINE HOLDING	I CAYMAN	US\$	164.250	18,25000	18,25000	415	591	0	0	0	0	0	0	0	1	76	108	-	-	76	108	
99519810-K	CÍA DE HIDRÓGENO DEL BÍO BÍO S.A.	CHILE	US\$	100.000	10,00000	10,00000	9.237	0	0	0	0	0	0	0	0	0	924	1.000	-	-	924	1.000	
96668110-1	COMPANÍA LATINOAMERICANA PETROLERA S.A.	CHILE	PESO	44.224	40,00000	40,00000	11.411	11.520	0	0	0	0	0	0	0	0	4.538	4.608	-	-	4.538	4.608	
96806130-5	ELECTROGAS S.A. (5)	CHILE	PESO	0	0,00000	0,00760	0	31.624	0	956	0	0	0	0	0	0	0	2	-	-	0	2	
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA S.A.	CHILE	PESO	704.717	49,00000	49,00000	640	158	0	-251	640	0	0	0	0	-123	314	78	-	-	314	78	
99519820-7	ENERGIA CONCON S.A. (ENERCON) (1)	CHILE	US\$	296.708	49,00000	49,00000	19.706	11.326	28	-38	0	0	0	0	14	-19	9.655	5.550	-	-	9.655	5.550	
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A.	CHILE	US\$	4.174	41,74000	41,74000	10.804	9.705	442	851	0	0	0	0	184	355	4.510	4.050	-	-	4.510	4.050	
96694400-5	GAS DE CHILE S.A.	CHILE	PESO	2.973.170	50,00000	50,00000	61	75	0	0	0	0	0	0	0	0	31	38	-	-	31	38	
0-E	GASODUCTO CAYMAN LTD. (5)	I.CAYMAN	US\$	0	0,00000	18,20000	0	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	-	-	0	5	
0-E	GASODUCTO DEL PACIFICO (ARGENTINA) S.A. (5)	ARGENTINA	US\$	0	0,00000	18,20000	0	77.202	0	2.339	0	0	0	0	0	0	426	0	14.051	-	-	0	14.051
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO (CHILE) S.A. (5)	CHILE	US\$	0	0,00000	18,20000	0	143.081	0	3.384	0	0	0	0	0	616	0	26.041	-	-	0	26.041	
96971330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A. (2)	CHILE	PESO	1.994.712.495	44,00000	44,00000	3.182	2.707	0	-22	0	0	0	0	-11	1.400	1.191	-	-	1.400	1.191		
76418940-K	GNL CHILE S.A. (3)	CHILE	PESO	2.327.076	33,33330	0,00000	-2.607	0	0	0	-2.607	0	0	0	0	0	1	0	-	-	1	0	
76788080-4	GNL QUINTERO S.A. (4)	CHILE	PESO	200	20,00000	0,00000	17.480	0	0	0	17.480	0	0	0	0	0	3.496	0	0	0	3.496	0	
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A.	CHILE	PESO	12.334.895	25,00000	25,00000	-7.032	-2.093	-571	-34	0	0	0	0	-143	-8	1	1	-	-	1	1	
96889570-2	INVERSIONES ELECTROGAS S.A. (5)	CHILE	PESO	0	0,00000	15,00000	0	34.198	0	905	0	0	0	0	0	136	0	5.130	-	-	0	5.130	
78889940-8	NORGAS S.A.	CHILE	PESO	420.000	42,00000	42,00000	6.434	5.865	651	134	0	0	0	0	273	55	2.702	2.463	-	-	2.702	2.463	
0-E	OLEODUCTO TRASANDINO (ARGENTINA) S.A.	ARGENTINA	US\$	8.211.770	18,09000	18,09000	25.230	26.911	0	0	0	0	0	0	0	0	4.564	4.868	-	-	4.564	4.868	
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO (CHILE) S.A.	CHILE	PESO	3.134.115	18,04000	18,04000	9.008	9.308	0	154	0	0	0	0	28	1.625	1.679	-	-	1.625	1.679		
78335760-7	PETROPOWER ENERGIA LTDA.	CHILE	US\$	0	15,00000	15,00000	68.643	65.659	3.262	3.764	0	0	0	0	490	564	10.296	9.848	-	-	10.296	9.848	
96969000-4	PETROSUL S.A.	CHILE	US\$	4.739	47,39000	47,39000	12.621	12.743	200	234	0	0	0	0	95	111	5.981	6.039	-	-	5.981	6.039	
0-E	PRIMAX HOLDING S.A.	ECUADOR	US\$	392	49,00000	0,00000	-1.394	0	0	0	-1.394	0	0	0	0	0	1	0	-	-	1	0	
0-E	PRIMAX S.A. (1)	PERU	US\$	86.466.630	49,00000	49,00000	66.783	64.933	2.633	983	66.783	64.933	2.633	983	1.290	481	32.724	31.817	0	0	32.724	31.817	
99548320-3	PRODUCTORA DIESEL S.A. (1)	CHILE	US\$	9.989.940	45,00000	45,00000	10.341	8.072	427	19	0	0	0	0	192	9	4.654	3.632	-	-	4.654	3.632	
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A. (5)	CHILE	PESO	0	0,00000	10,06100	0	126.281	0	4.047	0	0	0	0	407	0	12.705	-	-	0	12.705		
76384550-8	SOCIEDAD NACIONAL MARITIMA S.A. (5)	CHILE	PESO	0	0,00000	12,69500	0	12.869	0	-1.153	0	0	0	0	-149	0	1.668	-	-	0	1.668		
0-E	TERMINALES MARITIMAS PATAGÓNICAS S.A. (5)	ARGENTINA	US\$	0	0,00000	13,79000	0	56.410	0	0	0	0	0	0	0	0	7.779	-	-	0	7.779		
	TOTAL																87.493	144.351	0	0	87.493	144.351	

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	
				31/03/2007	31/03/2006
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	31/03/2007		31/03/2006	
		MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR	MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR
0-E	TERMINALES MARÍTIMAS PATAGÓNICAS S.A.	0	0	67	135
0-E	PRIMAX S.A.	289	5.447	289	4.328
	TOTAL	289	5.447	356	4.463

13. Otros (Activos)

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

13. Otros (Activos)

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Gastos asociados a la obtención de préstamos	3.764	2.468
Gastos en emisión de bonos y descuento en colocación (Nota 23)	11.695	14.124
Impuestos por amortizar (Colombia)(1)	-	1.650
Materiales de operación de baja rotación (2)	2.194	2.194
Pérdida diferida contratos operaciones Swap WTI	-	21.440
Pérdida diferida por contratos swap tasa interés (Nota 25)	2.715	-
Derechos contratos swap tasa interés	-	9.292
Derechos cross currency swap leasing (Nota 25)	1.791	1.544
Derechos cross currency swap bonos (Nota 25)	40.872	42.590
Otros	352	50
Totales	<u>63.383</u>	<u>95.352</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 2006).

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.

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						
		31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	31/03/2007	31/03/2006	
Corto Plazo (código 5.21.10.10)																
0-E	BANCO FRANCES (BBVA)	4.719													4.719	0
	Otros															
	TOTALES	4.719													4.719	0
	Monto capital adeudado	4.719													4.719	0
	Tasa int prom anual	7,4%														
Largo Plazo - Corto Plazo (código 5.21.10.20)																
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK (1)	878	60.542	0											878	60.542
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK (1)	0	361	0											0	361
0-E	J.P. MORGAN AGENCIADO (2)	22.125	22.616												22.125	22.616
0-E	CALYON N.Y. BRANCH (3)	2.468	0			0									2.468	0
	Otros	0	0												0	0
	TOTALES	25.471	83.519	0		0									25.471	83.519
	Monto capital adeudado	22.500	82.500	0		0									22.500	82.500
	Tasa int prom anual	5,69%	2,99%													

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	5,53%	190.000
		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	15.750	0	0	0	0	0	15.750	5,97%	37.875
		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	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALES			15.750	0	50.000	320.000	0		385.750		227.875

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

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

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

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

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

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

b) Bonos Internacionales

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

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

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

c) Descuento y costos en colocación de bonos

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

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

N° DE INSCRIPCIÓN O IDENTIFICACIÓN DEL INSTRUMENTO	SERIE	MONTO NOMINAL COLOCADO VIGENTE	UNIDAD DE REAJUSTE DEL BONO	TASA DE INTERÉS	PLAZO FINAL	PERIODICIDAD		VALOR PAR		COLOCACIÓN EN CHILE O EN EL EXTRANJERO
						PAGO DE INTERESES	PAGO DE AMORTIZACIÓN	31/03/2007	31/03/2006	
Bonos largo plazo - porción corto plazo										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	0	0	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	0	0	NACIONAL
TIPO 144-A	ÚNICA	290.000.000	US\$	6,75%	15-11-2012	SEMESTRA	AL VENCI	7.449	7.341	EXTRANJERA
TIPO 144-A	ÚNICA	150.000.000	US\$	4,875%	15-03-2014	SEMESTRA	AL VENCI	338	304	EXTRANJERA
Total porción corto plazo								7.787	7.645	
Bonos largo plazo										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	34.074	34.049	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	76.666	76.609	NACIONAL
TIPO 144-A	ÚNICA	290.000.000	US\$	6,75%	15-11-2012	SEMESTRA	AL VENCI	290.000	290.000	EXTRANJERA
TIPO 144-A	ÚNICA	150.000.000	US\$	4,875%	15-03-2014	SEMESTRA	AL VENCI	150.000	150.000	EXTRANJERA
Total largo plazo								550.740	550.658	

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:

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Corto plazo:		
Fondo para plan de desvinculación	-	10.457
Vacaciones	19.038	20.050
Compensaciones y beneficios del personal	13.976	10.625
Indemnización años de servicio	1.603	9.889
Provisión carena barcaza y remolcadores	168	146
Provisión inversión patrimonio negativo	1.819	524
Otros	5.288	2.389
	41.892	54.080
Totales	41.892	54.080
Largo plazo:		
Indemnización años de servicio	136.550	130.816
Impuesto a la Renta (Nota 7)	123.830	207.685
Provisión retiro de plataformas, normalización de pozos y yacimientos y remediación medio ambiental (1)	58.418	58.839
Provisión valuación inversiones	11.293	10.499
Otras provisiones a largo plazo	827	806
	330.918	408.645
Totales	330.918	408.645

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

Castigos - Al 31 de marzo de 2007, se registraron castigos de exploraciones en Enap Sipetrol S.A. por un monto de MUS\$772 (MUS\$3.109 en 2006), los cuales corresponden a activos relacionados con yacimientos petroleros en el exterior. Durante el mismo período del 2007 y 2006, 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

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Saldo inicial al 1° de enero	137.629	141.225
Incremento de provisión	2.919	3.857
Pagos del período	(876)	(1.077)
Diferencia de cambio	<u>(1.519)</u>	<u>(3.300)</u>
Totales	<u>138.153</u>	<u>140.705</u>

19. Interés minoritario

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

19 - Interés minoritario

	2007				2006			
	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.	662.029	0,04	264	10	939.447	0,04	376	12

20. Cambios en el patrimonio

a. Cambios en el patrimonio :

El movimiento del patrimonio registrado entre el 1° de enero y el 31 de marzo de 2007 y 2006, se presenta en cuadro adjunto con la siguiente referencia:

-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.

-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.

-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	31/03/2007									31/03/2006								
	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	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
Distribución resultado ejerc. anterior	0	0	0	0	0	50.799	0	0	-50.799	0	0	0	0	0	197.844	0	0	-197.844
Dividendo definitivo ejerc. anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-18.728	0	0	0
Aumento del capital con emisión de acciones de pago	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capitalización reservas y/o utilidades	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Déficit acumulado período de desarrollo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cambios patrimoniales netos	0	0	0	-72	0	0	0	0	0	0	0	0	-762	0	0	0	0	0
Traspaso retasación técnica Activo Fijo coligada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-16	0	16	0	0	0
Ingresos por aplicación Decreto Hacienda N° 390	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27.000	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	14.370	0	0	0	0	0	0	0	0	42.554
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	-69.239	0	131.349	0	0	14.370	791.471	0	0	-69.210	0	204.486	0	0	42.554
Saldos Actualizados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	791.471	0	0	-69.210	0	204.486	0	0	42.554

20. Cambios en el Patrimonio

Otras reservas

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Ajuste acumulado por diferencia de conversión de filiales en el extranjero	(76.029)	(76.029)
Cambios patrimoniales netos	2.665	2.694
Otras reservas	4.125	4.125
Totales	(69.239)	(69.210)

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 01.01.2007 MUS\$	Variación neta del período		Saldos al	
		Inversión MUS\$	Pasivo MUS\$	2007 MUS\$	2006 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 01.01.2007 MUS\$	Variación neta del período		Saldos al	
		Inversión MUS\$	Pasivo MUS\$	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	893	-	-	893	893
Cía. Latinoamericana Petrolera S.A.	31	-	-	31	52
Norgas S.A.	162	(28)	-	134	133
Sociedad Nacional Marítima S.A.	53	-	-	53	53
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	74	(61)	-	13	54
Petrosul S.A.	696	-	-	696	696
Enercon S.A.	261	-	-	261	261
Geotérmica del Norte S.A.	109	-	-	109	104
Innergy Holding S.A.	183	17	-	200	188
Inversiones Electrogas S.A.	231	-	-	231	231
Electrogas S.A.	1	-	-	1	1
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	40	-	-	40	24
Gas de Chile S.A.	3	-	-	3	4
Totales	2.737	(72)	-	2.665	2.694

20. Cambios en el Patrimonio

Otras reservas

Otras reservas

El saldo de Otras reservas es el siguiente:

Otras Reservas	Saldos al	Variación neta del período		Saldos al	
	01.01.2007			2007	2006
	MUS\$	MUS\$		MUS\$	MUS\$
Retasación técnica Activo Fijo de coligada SONACOL S.A.	4.125	-	-	4.125	4.125
Totales	4.125	-	-	4.125	4.125

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

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
a. Otros ingresos:		
Resultado en venta de activo fijo	-	360
Ingresos por servicios varios	1.500	2.456
Dividendos percibidos	539	
Ajuste de inversión	-	1.871
Otros ingresos	304	329
Totales	2.343	5.016
b. Otros egresos :		
Provisión valuación de inversiones	-	(425)
Ajuste de inversiones	-	(479)
Seguro opción por commodity	-	(4.590)
Pérdida en venta de inversiones	-	(4)
Castigos y bajas de activo fijo y materiales	(11)	-
Provisión plan desvinculación	(91)	(87)
Otros egresos	(1.135)	(1.477)
Totales	(1.237)	(7.062)

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	
		31/03/2007	31/03/2006
ACTIVOS (CARGOS) / ABONOS			
DISPONIBLE	CLP	-2.884	-1.226
	ARS	-42	-99
	COL\$	0	6
DEUDORES POR VENTAS	CLP	-7.045	-15.354
	ARS	62	107
	COL\$	0	3
	UKL	0	33
DEUDORES VARIOS	CLP	-15	0
DOC. Y CTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS CP	CLP	3	24
	ARS	-3	-5
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	CLP	-1.692	-2.950
	ARS	0	32
OTROS ACTIVOS FIJOS	CLP	-41	0
DEUDORES LARGO PLAZO	CLP	-17	-2
DOC. Y CTAS POR COBRAR EMP. RELACIONADAS LARGO PLAZO	CLP	0	21
OTROS ACTIVOS LARGO PLAZO	CLP	0	-183
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	ARS	11	7
IMPUESTO POR RECUPERAR	CLP	0	15.580
	ARS	38	-441
OTROS ACTIVOS	ARS	-58	0
Total (Cargos) Abonos		-11.683	-4.447
PASIVOS (CARGOS) / ABONOS			
CUENTAS POR PAGAR CORTO PLAZO	CLP	89	4.224
	ARS	-24	-10
	COL\$	0	9
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR A EMPRESAS RELACIONADAS CP	CLP	84	278
	ARS	-10	3
	LIBRA ESTERLINA	0	45
PROVISIONES CORTO PLAZO	CLP	50	3.766
	ARS	1	0
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	CLP	7.338	407
	ARS	0	40
	COL\$	0	89
CUENTAS POR PAGAR RELACIONADAS LP	CLP	28	59
PROVISIONES LARGO PLAZO	CLP	1.653	1.771
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	CLP	1.426	3.303
RETENCIONES	ARS	17	405
OTROS PASIVOS	LIBRA ESTERLINA	-198	0
OTROS PASIVOS	ARS	-166	0
Total (Cargos) Abonos		10.288	14.389
(Pérdida) Utilidad por diferencia de cambio		-1.395	9.942

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	
	2007 MUS\$	2006 MUS\$	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Desembolso por emisión de colocación bonos - local	220	225	991	1.241
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - local	568	568	2.558	3.216
Desembolso por emisión de colocación bonos - internacional	1.340	1.340	6.812	8.059
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - internacional	272	272	1.334	1.608
Totales	2.400	2.405	11.695	14.124

24. Estado de Flujo de Efectivo

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

24. Estado de Flujo de Efectivo

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Disponible	42.351	52.777
Depósitos a plazo	36.998	27.863
Valores negociables	11.131	-
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	<u>90.480</u>	<u>80.640</u>

Otros Ingresos de Inversión	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Devolución capital coligadas	-	6.263
Devolución capital inversiones en otras sociedades	-	-
Recuperación de préstamos del personal corto y largo plazo	3.008	1.187
Totales	<u>3.008</u>	<u>7.450</u>

25. Contratos de Derivados

Desde octubre de 2002 ENAP mantiene un Cross Currency Swap UF/USD con vencimiento a 10 años por un monto equivalente a US\$66,5 millones como instrumento de cobertura mitigante al riesgo UF/USD. 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 UF/USD para el Bono en UF del mercado local, contratando un Cross Currency 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 marzo de 2007, 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 mitigar 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 opciones zero cost collar.

Con el objetivo de cubrir los riesgos provenientes de las fluctuaciones en la tasa de interés Libor de 3 meses en las 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 (Peso/Dólar) con el fin de cubrir el riesgo por fluctuaciones del valor del dólar en los flujos provenientes de sus deudores por ventas.

ENAP y Enap Refinerías S.A. suscribieron contratos de cobertura de tipo de cambio (UF/USD) con el objeto de cubrir el riesgo por fluctuaciones del valor del dólar en los pagos provisionales mensuales efectuados durante el presente período, los cuales se imputarán al impuesto a la renta del año tributario 2008.

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	100.754	100.754	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PLAZO	38.068	121	38.189
CROSS CURRENCY	CCPE	7.683	IV TRIMESTRE 2012	TIPO DE CAMBIO Y TASAS	C	OBLIGACIONES CON EL PUBLICO (B	9.986	9.986	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PLAZO	2.804	-2	2.802
CROSS CURRENCY	CCPE	21.017	III TRIMESTRE 2018	TIPO DE CAMBIO	C	OBLIG LP VCT Y ACREEDORES L P	15.470	15.470	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	1.963	0	1.963
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	30.000	30.000	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	474	40	514
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	30.000	30.000	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/ PASIVOS L/PL	475	40	515
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	30.000	30.000	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L.P	473	40	513
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2009	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	836	40	876
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2009	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACT. CIRC./ OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	845	40	885
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	296	13	309
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	922	0	922
S	CCTE	150.000	IV TRIMESTRE 2010	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. Y CUENTAS POR PAGAR	150.000	150.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	459	0	-459
S	CCTE	70.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	10.000	10.000	OTROS ACT.CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	1.839	-2	-1.841
S	CCTE	70.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	10.000	10.000	OTROS ACT.CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	1.834	-2	-1.836
S	CCTE	80.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	10.000	10.000	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	2.090	-2	-2.092
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	53	0	53
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	11	0	11
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	44	0	44
S	CCTE	14.679	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	14.679	0	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	7.699	0	-7.699
S	CCTE	65.949	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	14.692	0	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	9.589	0	-9.589
F	CCTE	20.000	II TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACT. CIRCULANTES/PASIVOS CIRCULANTES	146	0	146

25. Contratos de Derivados
Contratos de Derivados

TIPO DE DERIVADO	TIPO DE CONTRATO	VALOR DEL CONTRATO	PLAZO DE VENCIMIENTO O EXPIRACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS				VALOR DE LA PARTIDA PROTEGIDA	CUENTAS CONTABLES QUE AFECTA			
				ÍTEM ESPECÍFICO	POSICIÓN COMPRA / VENTA	PARTIDA O TRANSACCIÓN PROTEGIDA			ACTIVO / PASIVO		EFECTO EN RESULTADO	
						NOMBRE	MONTO		NOMBRE	MONTO	REALIZADO	NO REALIZADO
F	CCTE	20.000	II TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	102	0	-102
F	CCTE	65.000	II TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	2	0	2
F	CCTE	20.000	II TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	1	0	1
F	CCTE	65.000	II TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	386	0	386
F	CCTE	20.000	II TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	119	0	119
F	CCTE	65.000	II TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	88	0	88
F	CCTE	20.000	II TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACT.CIRCULANTES/PASIVOS	28	0	28
F	CCPE	227	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	227	227	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	4	-4	0
F	CCPE	144	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	144	144	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	0	0	0
F	CCPE	3.881	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	3.881	3.881	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	60	-60	0
F	CCPE	3.463	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	3.463	3.463	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	4	-4	0

26. Contingencias y Restricciones

a. Juicios:

a.1) De la Matriz.

Actualmente la Empresa mantiene juicios laborales por un monto aproximado de MUS\$4.893, este monto incluye MUS\$310, 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\$24.362. 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 marzo de 2007 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.

a.2) De la filial Enap Refinerías S.A.

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.

a.3) De la filial Enap Sipetrol S.A.

-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

26. Contingencias y Restricciones

ello arrojó un ingreso mayor que fue distribuido entre los socios para que cada uno haga su declaración de impuesto a la renta.

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. ENAP garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. bajo el Contrato de Servicios de Procesamiento.

(2) PLANTA DE HIDROGENO EN REFINERIA BIO BIO

ENAP y su filial Enap Refinerías S.A., en conjunto con otros accionistas, han invertido US\$32 millones, en la construcción de una planta de Hidrógeno en la Refinería de Bío Bío en Talcahuano, la cual entró en operación en enero de 2005. 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. 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). ENAP garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. bajo el Contrato de Servicios de Procesamiento.

26. Contingencias y Restricciones

(3) INNERGY HOLDING S.A.

ENAP se ha comprometido a aportar del orden de los US\$36,1 millones como participación en el capital de la coligada Innergy Holding S.A. Asimismo, desde el comienzo del proyecto en 1998 y hasta el 31 de marzo de 2007, 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 Eteres y Alcoholes S.A., 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). ENAP garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. bajo el Contrato de Servicios de Procesamiento.

(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). ENAP garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. bajo el Contrato de Servicios de Procesamiento.

(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 hidrotreatmento 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

ENAP y su filial Enap Refinerías S.A., en conjunto con otros accionistas, han invertido US\$110 millones, en la construcción de una planta de Hidrocracking Suave de Gas Oil (MHC - Mild Hydrocracking) en la Refinería de Bío Bío en Talcahuano, la cual entró en operación en enero de 2005.

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

(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,

26. Contingencias y Restricciones

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 marzo de 2007 cumple con los covenants anteriormente detallados.

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

26. Contingencias y Restricciones

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.

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

26. Contingencias y Restricciones

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	7.087

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

No existen otras contingencias relevantes a informar al 31 de marzo de 2007.

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 marzo	Liberación de garantías				
			Tipo	Valor Contable		2006	2007	Activos	2008 y siguientes	Activos
			2007							

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 marzo		Liberación de garantías					
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2007	2006	2007	Activos	2008 y siguientes	Activos		
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	105.968 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$3.448								105.968 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\$462								50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.

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

26. Contingencias y Restricciones
c. Garantías indirectas Enap Refinerías S.A.

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de marzo		Liberación de garantías				
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2007	2006	2007	Activos	2008 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\$3.988						(*)	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\$2.255						(*)	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\$3.620						(*)	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\$6.207						(*)	150.738 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\$462						(*)	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 marzo de 2007 y 2006, se presentan en cuadros adjuntos.

28. Moneda Nacional y Extranjera Activos

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		31/03/2007	31/03/2006
Activos Circulantes			
DISPONIBLE	\$ NO REAJUSTABL	33.453	40.473
-	DÓLARES	7.466	11.409
-	\$ ARGENTINOS	1.432	895
DEPÓSITO A PLAZO	DÓLARES	36.328	27.863
-	\$ ARGENTINOS	670	0
VALORES NEGOCIABLES	\$ REAJUSTABLES	11.131	0
DEUDORES POR VENTA	DÓLARES	152.399	108.889
-	\$ NO REAJUSTABL	530.768	478.393
DEUDORES VARIOS	UF	31	31
-	\$ NO REAJUSTABL	31.323	34.644
-	\$ ARGENTINOS	9	1
-	DÓLARES	23.122	15.170
-	\$ REAJUSTABLES	1.091	1.485
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	28.244	12.808
-	\$ NO REAJUSTABL	699	5.798
EXISTENCIAS	DÓLARES	910.715	985.656
IMPUESTOS POR RECUPERAR	\$ NO REAJUSTABL	23.507	11.123
-	\$ REAJUSTABLES	43.002	94.206
-	DÓLARES	31.198	10.132
-	\$ ARGENTINOS	67	43
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADOS	\$ NO REAJUSTABL	227	469
-	DÓLARES	24.423	17.062
-	\$ ARGENTINOS	75	0
IMPUESTOS DIFERIDOS	DÓLARES	9.698	23.898
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	DÓLARES	24.414	25.374
-	UF	793	2.895
-	\$ NO REAJUSTABL	8.241	1.316
Activos Fijos			
ACTIVO FIJO NETO	DÓLARES	1.695.843	1.617.420
Otros Activos			
INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS	\$ REAJUSTABLES	0	2.298
-	DÓLARES	87.493	142.053
INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES	\$ REAJUSTABLES	7	8
-	DÓLARES	61.442	0
MENOR VALOR INVERSIONES	DÓLARES	5.447	4.463
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	11.520	10.722
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR	\$ NO REAJUSTABL	99	0
IMPUESTOS DIFERIDOS LP	DÓLARES	15.141	28.525
OTROS	DÓLARES	59.816	90.336
-	UF	3.565	3.124
-	\$ REAJUSTABLES	0	1.242
-	\$ ARGENTINOS	2	0
-	\$ NO REAJUSTABL	0	650
DEUDORES DE LARGO PLAZO	\$ REAJUSTABLES	22.923	23.941
-	DÓLARES	391	357
Total Activos			
-	\$ NO REAJUSTABL	628.317	572.866
-	DÓLARES	3.185.100	3.132.137
-	\$ ARGENTINOS	2.255	939
-	\$ REAJUSTABLES	78.154	123.180
-	UF	4.389	6.050

28. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos Circulantes

RUBRO	MONEDA	HASTA 90 DÍAS				90 DÍAS A 1 AÑO			
		31/03/2007		31/03/2006		31/03/2007		31/03/2006	
		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	3.346	5,53%	22.616	3,50%	0	5,69%	60.903	4,7%
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO CORTO PLAZO	DÓLARES	7.449	5,81%	7.340	0	338	5,81%	305	0
OBLIGACIONES LARGO PLAZO CON VENCIMIENTO DENTRO DE UN AÑO	UF	278	3,70%	0	0	832	3,70%	0	0
OBLIGACIONES LARGO PLAZO CON VENCIMIENTO DENTRO DE UN AÑO	UF	41	7,70%	547	3,7%	127	7,70%	635	3,7%
ACREEDORES VARIOS	DÓLARES	7.331	0	4.100	0	0	0	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	5.453	0	2.074	0	0	0	175	0
-	UF	109	0	0	0	0	0	0	0
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	36	0	0	0	1.577	16,11%	1.350	16,11%
-	DÓLARES	418	7,58%	0	0	281	7,58%	649	7,58%
-	DÓLARES	0	0	0	0	934	10,01%	875	10,01%
-	DÓLARES	0	0	0	0	2.108	6,43%	1.978	6,43%
-	DÓLARES	34	4,27%	0	0	8.485	4,27%	6.897	4,27%
-	\$ NO REAJUSTABL	0	0	1.812	0	0	0	0	0
RETENCIONES	\$ REAJUSTABLES	32.455	0	0	0	0	0	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	7.258	0	10.188	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	51.666	0	9.241	0	0	0	0	0
-	\$ ARGENTINOS	84	0	0	0	0	0	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	149	0	167	0	0	0	0	0
INGRESOS PERCIBIDOS POR ADELANTADO	DÓLARES	21.175	0	17.983	0	0	0	0	0
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	DÓLARES	15.406	0	1.337	0	62.899	0	0	0
IMPUESTO A LA RENTA	DÓLARES	4.719	0	0	0	0	0	0	0
OBLIGACIONES CON BCOS E INST. FINANC CP	DÓLARES	1.042.128	0	802.082	0	0	0	0	0
CUENTAS POR PAGAR	DÓLARES	5	0	5.258	0	0	0	0	0
-	\$ ARGENTINOS	69.135	0	26.617	0	0	0	145	0
-	\$ NO REAJUSTABL	0	5,55%	174.411	0	0	0	147.387	0
DOCUMENTOS POR PAGAR	DÓLARES	10.504	0	4.307	0	2.327	0	0	0
PROVISIONES	DÓLARES	6.019	0	38.656	0	10.478	0	8.354	0
-	\$ NO REAJUSTABL	11	0	0	0	0	0	0	0
-	\$ ARGENTINOS	12.553	0	2.763	0	0	0	0	0
-	\$ REAJUSTABLES	6.525	5,97%	0	0	15.600	5,97%	0	0
OBLIGACIONES CON BCOS E INST. FINANC. L.P PORCION C.P	DÓLARES								
Total Pasivos Circulantes	DÓLARES	1.170.737	-	1.043.417	-	94.549	-	220.344	-
-	UF	428	-	547	-	959	-	635	-
-	\$ NO REAJUSTABL	88.014	-	79.514	-	10.478	-	8.674	-

Rut : 92604000 - 6
 Período : 01-01-2007 al 31-03-2007
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 2 de 2
 FECHA
 IMPRESIÓN: 02-05-2007

28. Moneda Nacional y Extranjera Pasivos Circulantes

RUBRO	MONEDA	HASTA 90 DÍAS				90 DÍAS A 1 AÑO			
		31/03/2007		31/03/2006		31/03/2007		31/03/2006	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
-	\$ REAJUSTABLES	45.008	-	2.763	-	0	-	0	-
-	\$ ARGENTINOS	100	-	5.258	-	0	-	0	-

28. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos largo plazo período actual 31/03/2007

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	15.750	5,97%	50.000	5,54%	320.000	5,53%	0	0
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO LARGO PLAZO (BONOS)	UF	0	0	0	0	110.740	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%	1.445	LIBOR 180 + 1,5%
DCTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMP RELACIONADAS LP	DÓLARES	4.350	0	0	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	1.696	7,58%	1.799	7,58%	5.313	7,58%	3.192	7,58%
-	DÓLARES	2.212	10,01%	2.333	10,01%	6.673	10,01%	4.218	10,01%
-	DÓLARES	4.638	6,43%	5.264	6,43%	15.626	6,43%	13.479	6,43%
-	DÓLARES	19.240	4,27%	20.721	4,27%	54.176	4,27%	12.710	4,27%
-	DÓLARES	4.264	16,11%	4.171	16,11%	10.297	16,11%	5.275	16,11%
PROVISIONES LARGO PLAZO	DÓLARES	10.211	0	0	0	166.532	0	17.625	0
-	\$ REAJUSTABLE	6.435	0	11.002	0	40.487	0	78.626	0
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	3.719	3,70%	2.630	3,70%	8.029	3,70%	0	0
-	UF	328	7,70%	438	7,70%	673	7,70%	0	0
OTROS	DÓLARES	45.519	0	142	0	356	0	0	0
Total Pasivos a Largo Plazo									
-	DÓLARES	108.529	-	84.862	-	1.020.055	-	57.944	-
-	UF	4.047	-	3.068	-	119.442	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	6.435	-	11.002	-	40.487	-	78.626	-

28. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos largo plazo período anterior 31/03/2006

RUBRO	MONEDA	1 A 3 AÑOS		3 A 5 AÑOS		5 A 10 AÑOS		MÁS DE 10 AÑOS	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS	DÓLARES	127.875	4,7%	100.000	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	110.658	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%	1.448	LIBOR 180+1,5%
OTROS	DÓLARES	79.567	0	142	0	214	0	142	0
PROVISIONES LARGO PLAZO	\$ REAJUSTABLE	7.594	0	8.400	0	32.826	0	81.995	0
-	DÓLARES	235.888	0	0	0	36.850	0	5.092	0
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	3.580	0	2.517	0	10.016	0	0	0
-	UF	495	7,7%	438	7,7%	672	7,7%	0	0
-	DÓLARES	0	0	0	0	0	0	0	0
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS LP	DÓLARES	3.710	16,11%	4.624	16,11%	8.951	16,11%	8.299	16,11%
-	DÓLARES	1.592	7,58%	1.668	7,58%	4.535	7,58%	4.904	7,58%
-	DÓLARES	2.090	10,01%	2.183	10,01%	5.777	10,01%	6.319	10,01%
-	DÓLARES	4.353	6,43%	4.941	6,43%	15.056	6,43%	16.765	6,43%
-	DÓLARES	18.261	4,27%	19.596	4,27%	58.411	4,27%	19.092	4,27%
-	DÓLARES	4.458	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivos a Largo Plazo									
-	DÓLARES	478.442	-	133.802	-	570.874	-	62.061	-
-	UF	4.075	-	2.955	-	121.346	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	7.594	-	8.400	-	32.826	-	81.995	-

29. Sanciones

En el período terminado al 31 de marzo de 2007 y 2006, 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

Entre el 1 de abril 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 marzo de 2007, Enap y sus filiales han efectuado desembolsos relacionados con medio ambiente conforme se detalla en cuadros adjuntos:

31. Medio Ambiente Desembolsos
--

ENAP

	2007 MUS\$
Desarrollo de Estudio de impacto ambiental, Declaración de impacto ambiental y estudios arqueológicos para Proyectos	747
Otros gastos proyectos medioambientales	<u>1</u>
Totales	<u><u>748</u></u>

Enap Sipetrol S.A.

	2007 MUS\$
Inversiones medioambientales relacionadas con proyectos	251
Gasto operativo de unidad gestión ambiental	118
Gastos medio ambientales unidades operativas	<u>234</u>
Totales	<u><u>603</u></u>

31. Medio Ambiente

Desembolsos

ENAP REFINERIAS S.A.

	2007 MUS\$
a) Inversiones relacionadas con proyectos:	
Producción Diesel bajo azufre	5.759
Nueva Unidad de Alquilación	4
Patio almacenamiento residuos sólidos y productos químicos	42
Desulfur. Gasolina de cracking	4.616
Mejora sistema tratamiento de aguas aceite	84
Mitigación impacto ambiental por operación	53
Mitigación de ruidos	22
Disminución de emisión de riles	41
Disminución de material particulado	3
Control de emisiones	11
Subtotal	10.635
b) Gastos operativos Unidad Medio Ambiental:	
Unidad Medio Ambiente	1.090
Disposición residuos y otros similares	451
Subtotal	1.541
c) Gastos medio ambientales unidades operativas:	
Planta de azufre	959
Planta Desulfurización de Gasolina	821
Planta Desulfurización de Diesel	516
Planta de ácido	139
Striper de aguas ácidas (SWS)	169
Tratamientos efluentes	538
Subtotal	3.142
TOTAL	15.318

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.	
			2007 %	2006 %
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	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 2006 y 2007.

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 2006 y 2007.

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 2006 y 2007.

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 2006 y 2007.

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 2006 y 0% al cierre del 2007.

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 2006 y 0% al cierre del 2007.

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 2006 y 2007.

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 y 2007.

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.

(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.	
			2007 %	2006 %
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	Egipto	Sipetrol International S.A.	(h) 50,50	50,50
Qattara				
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 2007 y un 50% para el 2006.

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 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.

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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 2007.

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 2006 y 0% al cierre del 2007.

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 siendo el porcentaje de participación en esta área de un 54%, para el 2006 y 0% al cierre del 2007.

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 2006 y 0% al cierre del 2007.

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 2006 y 0% al cierre del 2007.

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 2006 y 0% al cierre del 2007.

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.

(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 2006 y 2007.

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

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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 2006 y 0% el 2007.

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 2007 debido a que en la actualidad dejo 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 ppor 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 2006 y 2007.

Enap Sipetrol S.A., a través de su filial Sipetrol Internacional 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 2006 y 0% el 2007.

El Parlamento yemení, ratificó el Purchase and Sales Agreement (PSA) y la

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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 2006 y 2007.

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.
			2007	2006
			%	%
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.

HECHOS RELEVANTES

La sociedad no ha informado hechos esenciales ocurridos entre el 1 de enero y 31 de marzo de 2007

ANÁLISIS RAZONADO

ANALISIS RAZONADO EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO Y FILIALES

El presente análisis ha sido preparado para los ejercicios terminados al 31 de marzo de 2007 y 2006.

Los principales rubros de activos y pasivos al 31 de marzo de 2007 y 2006 son los siguientes:

	31/03/2007	31/03/2006
	MMUS\$	MMUS\$
Activo Circulante	1.935	1.910
Activo Fijo Neto	1.696	1.617
Otros Activos	268	308
Total Activos	3.898	3.835
	31/03/2007	31/03/2006
	MMUS\$	MMUS\$
Pasivo Circulante	1.410	1.361
Pasivo Largo Plazo	1.535	1.504
Total Pasivo Exigible	2.945	2.866
Interés Minoritario	0,26	0,38
Patrimonio	953	969
Total Pasivos y Patrimonio	3.898	3.835

Activos

Los activos totales se incrementaron de US\$3.835 millones en marzo de 2006 a US\$3.898 millones a igual fecha de 2007, lo que representa un aumento de un 1,6%, que se explica tanto por el incremento de un 4,8%, equivalente a US\$78 millones, del activo fijo, como por un aumento de 1,3% (US\$24 millones) en los activos circulantes, contrarrestados por una reducción de 13,0% (US\$40 millones) en los otros activos.

El aumento en los activos circulantes es resultado principalmente de los incrementos en las cuentas de deudores por venta por US\$96 millones (16,3%), valores negociables por US\$11 millones, documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas por US\$10 millones (55,6%), depósitos a plazo por US\$9 millones (32,8%) y gastos pagados por anticipado por US\$7 millones (41%). Estos incrementos fueron sólo parcialmente compensados por las disminuciones en las cuentas de existencias por US\$75 millones (7,6%), impuestos por recuperar por US\$18 millones (15,4%), Impuestos diferidos por US\$14 millones (59,4%) y el disponible por US\$10 millones (19,8%). El incremento en los deudores por venta tiene que ver con un mayor valor de ventas en el período explicado principalmente por mayores volúmenes vendidos en el primer trimestre de 2007 respecto del mismo período de 2006.

El activo fijo pasó de un monto de US\$1.617 millones al 31 de marzo de 2006 a US\$1.696 millones a igual fecha de 2007. El incremento de US\$78 millones se explica principalmente por un incremento en las construcciones y obras de infraestructura por US\$172 millones (4,4%) que fue contrarrestado por el incremento en la depreciación por US\$128 millones (4,6%).

Pasivos

El total de pasivos exigibles se incrementó en un 2,8%, pasando de US\$2.866 millones en marzo de 2006 a US\$2.945 millones a igual fecha de 2007. Dicho aumento se explica tanto por los mayores pasivos circulantes que se incrementaron en un 3,6% (US\$49 millones) como por el aumento en pasivos de largo plazo de un 2,0% (US\$30 millones).

El aumento en los pasivos circulantes por un monto total de US\$49 millones, se explica principalmente por las mayores cuentas por pagar por US\$277 millones (33,2%), que se utilizaron para financiar el mayor capital de trabajo necesario debido a mayores compras de crudo y productos refinados para abastecer las mayores ventas de productos. Además, se incrementaron las cuentas de retenciones por US\$72 millones y de Impuesto a la renta por US\$77 millones. Por otra parte, estos incrementos en pasivos circulantes fueron sólo parcialmente compensados por la reducción en documentos por pagar que pasó de US\$322 millones en marzo de 2006 a US\$0 en 2007 debido al prepago de los forfaiting realizado en parte con la emisión de deuda por US\$150 millones realizada en diciembre de 2006 como con crédito de

ANÁLISIS RAZONADO

proveedores y el resto fue financiado a través de crédito con proveedores (cuentas por pagar). Además, las obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo - porción corto plazo se redujeron en un monto de US\$58 millones (69,5%) mientras que se realizaron menores provisiones por US\$12 millones (22,5% menos que en 2006).

Por otra parte, los pasivos a largo plazo aumentaron en US\$30 millones, pasando de US\$1.504 millones al 31 de marzo de 2006 a US\$1.534 millones a igual fecha del presente año. El principal incremento en el pasivo de largo plazo está dado en las obligaciones con bancos e instituciones financieras, que aumentaron en US\$158 millones (69,3%) principalmente debido a la emisión de deuda ya mencionada, que se utilizará, durante 2007, para financiar el plan de inversiones del presente año. Este incremento fue parcialmente compensado por una reducción de US\$78 millones (19,0%) en las provisiones de largo plazo debido al traspaso al corto plazo de Impuestos a la Renta que será pagado en abril 2007, una reducción de US\$34 millones (42,5%) en los otros pasivos a largo plazo y una reducción de US\$14 millones (6,5%) en los documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas largo plazo.

El patrimonio mostró, una reducción de 1,7% entre marzo de 2006 y marzo de 2007, pasando de US\$969 millones a US\$953 millones entre un período y otro. Esta disminución está explicada principalmente por las menores utilidades acumuladas por US\$73 millones (equivalente a un 35,8%) debido a que durante 2006 se traspasaron utilidades al Fisco, además de una caída en la utilidad del ejercicio que pasó de US\$43 millones en marzo de 2006 a US\$14 millones a igual fecha de 2007, que está explicada principalmente por una tendencia a la baja en los precios de combustibles en la primera mitad del trimestre, que tuvo un efecto adverso en el negocio de refinación de ENAP. Estas caídas fueron sólo parcialmente compensadas por el incremento en el monto del capital pagado por un valor de US\$85 millones (10,8%) debido a las capitalizaciones realizadas durante el año 2006, correspondientes a utilidades generadas durante el año 2005.

INDICADORES DE LIQUIDEZ, ENDEUDAMIENTO Y ACTIVIDAD

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

	31/03/2007	31/03/2006
Liquidez		
Liquidez corriente	1,37	1,40
Razón ácida (1)	0,71	0,67
Endeudamiento		
Deuda Corto Plazo/Deuda Total (%)	47,9%	47,5%
Deuda Largo Plazo/Deuda Total (%)	52,1%	52,5%
Razón de endeudamiento	3,09	2,96
Cobertura gastos financieros (2)	4,64	6,99
Actividad		
Total Activos (MMUS\$)	3.898	3.835
Rotación de inventarios	7,81	7,17
Permanencia de inventarios	46,10	50,22

(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 redujo levemente, pasando de 1,40 veces el 31 de marzo de 2006 a 1,37 veces en marzo de 2007.

El índice de endeudamiento fue de 3,09 en marzo de 2007, relación superior a los 2,96 de marzo de 2006 debido principalmente al incremento en los pasivos exigibles, frente a una reducción del patrimonio.

En cuanto, a la exigibilidad de la deuda, ésta se presenta en un 47,9% en el corto plazo y un 52,1% en el largo plazo, ponderaciones casi inalteradas con respecto a aquéllas de igual período del año 2006. Sin embargo, si se considera en este sentido, sólo la deuda financiera, sólo un 3,8% está en el corto plazo y un 96,2% es de largo plazo. Esto tiene que ver puntualmente con la eliminación de los documentos por pagar en este período en particular, situación que debería ir cambiando a medida que avance el año.

ANÁLISIS RAZONADO

La baja en la cobertura de gastos financieros que pasó de 6,99 veces en marzo de 2006 a 4,64 veces en igual fecha de 2007, se debe al incremento en los gastos financieros que pasaron de US\$24 millones en el primer trimestre de 2006 a US\$29 millones en 2007 que se explica principalmente por el aumento en el uso de crédito de proveedores que tiene márgenes levemente más altos, pero también a un menor R.A.I.I.D.A.I.E que pasó de US\$165 millones al 31 de marzo de 2006 a US\$134 millones a igual fecha de 2007, debido principalmente a la reducción en los márgenes de refinación y en los precios de crudo

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS

	31/03/2007	31/03/2006
	MMUS\$	MMUS\$
Resultado Operacional	64,0	98,8
Gastos Financieros	28,9	23,6
Resultado no Operacional	-25,9	-12,2
R.A.I.I.D.A.I.E.	134,1	164,6
Utilidad después del 17% de impuestos	28,6	64,7
Utilidad después de impuestos	14,4	42,6
Rentabilidad		
Rentabilidad del Patrimonio Promedio	1,52%	4,51%
Rentabilidad del Activo Promedio	1,37%	1,13%
Rendimiento Activos Operacionales*	2,05%	3,31%

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

Resultado Operacional

El resultado operacional consolidado muestra una disminución de un 35,2% entre marzo de 2006 y marzo de 2007 pasando de US\$99 millones en el primer trimestre de 2006 a US\$64 millones en igual período de 2007. Esta reducción de US\$35 millones del resultado operacional se explica por el menor margen de explotación que pasó de US\$121 millones en el primer trimestre de 2006 a US\$87 millones en igual período de 2007, ya que aunque los ingresos de explotación fueron mayores en un 1,6% representando mayores ingresos por US\$28 millones, el incremento en los costos de explotación fue aún mayor, llegando a un 3,7% que equivale a un monto mayor de costos por US\$62 millones. Los mayores costos de explotación están asociados a utilización de stocks de crudos de fines de 2006 que se encontraban valorizados a costos altos y por lo tanto incidieron directamente en el menor margen de refinación. Además, influyó la necesidad de realizar mayor importación de productos para hacer frente a la mayor demanda. Debido a una mayor demanda de Diesel, fue necesario contar con un mayor stock de importación de dicho producto, lo que significó tener márgenes inferiores que afectaron en definitiva el margen de explotación total. Además, en el primer trimestre de 2007 los precios del crudo WTI fueron en promedio inferiores a los de igual trimestre de 2006, con el consiguiente efecto en resultados también del negocio de upstream (producción de crudo).

Los gastos de administración y ventas, por su parte, permanecieron virtualmente inalterados entre los dos períodos (incremento de US\$684 mil).

Resultado No Operacional

El resultado no operacional, representó una pérdida de US\$26 millones a marzo de 2007, comparada con una pérdida de US\$12 millones en igual período de 2006. Este incremento en la pérdida no operacional de US\$14 millones está explicada principalmente por el cambio en la cuenta diferencia de cambio que pasó de una utilidad por diferencia de cambio de US\$10 millones en el primer trimestre de 2006 a una pérdida de US\$1,3 millones en igual período de 2007, además hubo un incremento en los gastos financieros que pasaron de US\$24 millones al 31 de marzo de 2006 a US\$29 millones a igual fecha de 2007, principalmente por los mayores costos asociados a financiamiento con proveedores. Esta mayor pérdida no operacional fue sólo parcialmente compensada por los menores otros egresos fuera de la explotación por US\$6 millones registrados en el período enero a marzo de 2007 respecto del mismo período en 2006.

ANÁLISIS RAZONADO

Utilidad del Período

La utilidad del primer trimestre, descontado el impuesto a la renta de primera categoría (17%) alcanzó a los US\$28,6 millones al 31 de marzo de 2007, cifra que es inferior en un 35,2% a los US\$64,7 millones registrados a igual período de 2006. La utilidad neta, descontado el 40% de impuesto del D.L. 2.398, fue de US\$14 millones a marzo de 2007, mientras que a igual período de 2006 ésta fue de US\$43 millones. Esta reducción en la utilidad neta se explica principalmente por el menor resultado operacional que fue reforzado por una mayor pérdida no operacional.

Diferencia entre valores económicos y de libros de los activos

Al 31 de marzo de 2007, 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

En el primer trimestre 2007, el precio del petróleo crudo marcador internacional West Texas Intermediate (WTI) alcanzó un promedio US\$ 58,0 por barril, bajando así 3,2% con respecto al promedio del 4° trimestre de 2006 (US\$ 59,9 por barril), producto esencialmente de una menor demanda por combustibles de calefacción por un invierno benigno en el hemisferio norte

El precio del WTI sostuvo una baja notoria a un promedio de apenas US\$ 54,1 por barril en enero, período en que un invierno desusadamente benigno en Estados Unidos y el hemisferio norte mantuvo deprimida la demanda por combustibles de calefacción y por ende también del petróleo crudo necesario para su producción afectando el precio a la baja. Posteriormente, aunque la demanda por combustibles de calefacción siguió baja, el mismo buen tiempo hizo subir rápidamente la demanda por combustibles de transporte, resultando en un aumento neto de la demanda por crudo que afectó los precios al alza. Así en febrero y marzo subió el precio del WTI a US\$ 59,2 y US\$ 60,6 por barril, respectivamente. También contribuyó al repunte del precio del crudo, el efecto acumulado de las reducciones de producción convenidas por la OPEP en sus reuniones ordinarias de septiembre y diciembre de 2006, por un total de 1,2 millones de b/d, lo que empezó a notarse en sucesivas disminuciones de los inventarios de crudo y productos informados por el grupo de países desarrollados agrupados en la OECD (Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo), que incluye los mayores consumidores de petróleo del mundo, con la excepción de China.

Por su parte, los precios internacionales de los productos siguieron una tendencia similar a la del crudo. El precio de la gasolina promedió US\$ 68,5 por barril, cayendo así 4,1% con respecto al promedio del 4° trimestre de 2006. En el caso del diesel, el promedio del primer trimestre de 2007 fue US\$ 74,1 por barril, 2,9% inferior al promedio del 4° trimestre de 2006. El fuel oil N° 6 promedió US\$ 39,1 por barril, bajando así 1,5 % con respecto al 4° trimestre de 2006.

Flujos de efectivo

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

	31/03/2007	31/03/2006
	MMUS\$	MMUS\$
Flujo neto originado por actividad de la operación	134,6	74,3
Flujo neto originado por actividades de financiamiento	-11,5	-29,2
Flujo neto originado por actividades de inversión	-118,6	-43,5
Flujo neto del período	4,5	1,6

El flujo final neto del período, a marzo de 2007, de US\$4,5 millones, se explica principalmente por el flujo neto generado por las actividades de la operación por US\$135 millones que fue parcialmente compensado por los flujos negativos por US\$12 millones originados por actividades de financiamiento y US\$119 millones originado por actividades de inversión.

ANÁLISIS RAZONADO

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 sí. Por otra parte hubo una reducción en el impuesto al valor agregado.

El flujo negativo de financiamiento se explica principalmente por el pago de préstamos por US\$12 millones que fue sólo parcialmente compensado por la obtención de préstamos por algo menos de US\$1 millón. Durante el primer trimestre de 2007, no ha habido pago de dividendos, a diferencia del primer trimestre de 2006, cuando a estas alturas ya se habían realizado pagos de dividendos por US\$19 millones.

El mayor flujo de egresos por actividades de inversión se explica por la incorporación de activos fijos por US\$107 millones, reforzados por los otros préstamos a empresas relacionadas por US\$15 millones. Estos flujos negativos de inversión fueron sólo parcialmente compensados por US\$3 millones de recaudación de préstamos a empresas relacionadas.

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 sus inversiones en adecuar su estructura de costos en línea con la competitividad de esta industria, y orientado 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 marzo de 2007 se tiene un mix de tasa fija / variable de aproximadamente 94%/6% que se compara con el 85%/15% de diciembre de 2006.

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.

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

1.01.05.00 Razón Social

**EMPRESA NACIONAL DEL
PETROLEO**

Los abajo firmantes se declaran responsables respecto de la veracidad de la información incorporada en el presente informe **Trimestral**, referido al **31 de Marzo de 2007**, 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.	X

Nota: marcar con una "X" donde corresponde

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>R.U.T.</u>	<u>Firma</u>
Carlos Alvarez Voullieme	Presidente del Directorio	8970274-7	
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	
Ramón Jara Araya	Director	5899198-8	
Enrique Dávila Alveal	Gerente General	5032869-4	

Fecha: 2 de Mayo de 2007