

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	12	2007
-----------	-----------	-------------

1.00.01.30

Tipo de Moneda

Dólares

1.00.01.40

Tipo de Estados Financieros

Consolidado

Informe de los Auditores Externos referido a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2007

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

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Presidente y Directores
Empresa Nacional del Petróleo

Hemos auditado los balances generales consolidados de Empresa Nacional del Petróleo y Filiales al 31 de diciembre de 2007 y 2006 y los correspondientes estados consolidados de resultados y de flujo de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros consolidados (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la administración de Empresa Nacional del Petróleo y Filiales. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros, basada en las auditorías que efectuamos. El Análisis Razonado y los Hechos Relevantes adjuntos no forman parte integrante de estos estados financieros, por lo tanto, este informe no se extiende a los mismos.

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

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional del Petróleo y Filiales al 31 de diciembre de 2007 y 2006 y los resultados de sus operaciones y el flujo de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile.

Febrero 15, 2008

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

ACTIVOS

2.00 ESTADOS FINANCIEROS

2.01 BALANCE GENERAL

1.00.01.30 Tipo de Moneda

Dólares

 1.00.01.40 Tipo de Balance

Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

ACTIVOS	NÚMERO NOTA	1.01.04.00 R.U.T.			92604000 - 6		
		al	31	12	2007	al	31
		ACTUAL			ANTERIOR		
5.11.00.00 TOTAL ACTIVOS CIRCULANTES		3.307.355			1.875.640		
5.11.10.10 Disponible		96.979			54.702		
5.11.10.20 Depósitos a plazo		18.858			14.333		
5.11.10.30 Valores negociables (neto)		17.119			16.915		
5.11.10.40 Deudores por venta (neto)	4	977.073			667.487		
5.11.10.50 Documentos por cobrar (neto)		0			0		
5.11.10.60 Deudores varios (neto)	4	99.888			58.956		
5.11.10.70 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas	5	101.806			20.416		
5.11.10.80 Existencias (neto)	6	1.588.573			860.859		
5.11.10.90 Impuestos por recuperar	7	306.519			111.494		
5.11.20.10 Gastos pagados por anticipado		22.369			20.572		
5.11.20.20 Impuestos diferidos	7	0			9.366		
5.11.20.30 Otros activos circulantes		78.171			40.540		
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	1.805.426			1.666.590		
5.12.10.00 Terrenos	8	16.154			16.902		
5.12.20.00 Construcción y obras de infraestructura	8	4.314.586			4.064.080		
5.12.30.00 Maquinarias y equipos	8	70.666			60.646		
5.12.40.00 Otros activos fijos	8	406.903			362.343		
5.12.50.00 Mayor valor por retasación técnica del activo fijo	8	0			0		
5.12.60.00 Depreciación (menos)	8	(3.002.883)			(2.837.381)		
5.13.00.00 TOTAL OTROS ACTIVOS		327.700			262.775		
5.13.10.10 Inversiones en empresas relacionadas	10	103.093			84.495		
5.13.10.20 Inversiones en otras sociedades	11	61.450			61.449		
5.13.10.30 Menor valor de inversiones	12	4.582			3.462		
5.13.10.40 Mayor valor de inversiones (menos)		0			0		
5.13.10.50 Deudores a largo plazo	4	27.250			23.893		
5.13.10.60 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas largo plazo	5	14.655			11.518		
5.13.10.65 Impuestos diferidos a largo plazo	7	16.581			15.950		
5.13.10.70 Intangibles		0			0		
5.13.10.80 Amortización (menos)		0			0		
5.13.10.90 Otros	13	100.089			62.008		
5.13.20.10 Contratos de leasing largo plazo (neto)		0			0		
5.10.00.00 TOTAL ACTIVOS		5.440.481			3.805.005		

PASIVOS

1.00.01.30 Tipo de Moneda
 1.00.01.40 Tipo de Balance

Dólares
Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

PASIVOS	NÚMERO NOTA	al 31 12 2007			al 31 12 2006		
		ACTUAL			ANTERIOR		
5.21.00.00 TOTAL PASIVOS CIRCULANTES		2.852.944			1.325.472		
5.21.10.10 Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo	14	40.529			0		
5.21.10.20 Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo - porción corto plazo	14	25.559			27.012		
5.21.10.30 Obligaciones con el público (pagarés)		0			0		
5.21.10.40 Obligaciones con el público - porción corto plazo (bonos)	16	6.083			5.757		
5.21.10.50 Obligaciones largo plazo con vencimiento dentro un año		1.530			1.279		
5.21.10.60 Dividendos por pagar		0			0		
5.21.10.70 Cuentas por pagar		2.470.211			988.926		
5.21.10.80 Documentos por pagar		145.221			51.289		
5.21.10.90 Acreedores varios		6.541			15.848		
5.21.20.10 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas	5	17.677			14.094		
5.21.20.20 Provisiones	17	58.316			43.816		
5.21.20.30 Retenciones		43.259			58.274		
5.21.20.40 Impuesto a la renta	7	0			90.801		
5.21.20.50 Ingresos percibidos por adelantado		71			150		
5.21.20.60 Impuestos diferidos	7	4.973			0		
5.21.20.70 Otros pasivos circulantes		32.974			28.226		
5.22.00.00 TOTAL PASIVOS A LARGO PLAZO		1.597.700			1.540.396		
5.22.10.00 Obligaciones con bancos e instituciones financieras	15	370.000			391.000		
5.22.20.00 Obligaciones con el público largo plazo (bonos)	16	568.346			551.935		
5.22.30.00 Documentos por pagar largo plazo		3.445			3.662		
5.22.40.00 Acreedores varios largo plazo		17.855			16.427		
5.22.50.00 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas largo plazo	5	197.702			212.027		
5.22.60.00 Provisiones largo plazo	17	360.376			321.952		
5.22.70.00 Impuestos Diferidos a largo plazo		0			0		
5.22.80.00 Otros pasivos a largo plazo		79.976			43.393		
5.23.00.00 INTERES MINORITARIO	19	264			254		
5.24.00.00 TOTAL PATRIMONIO	20	989.573			938.883		
5.24.10.00 Capital pagado		932.700			876.701		
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		(68.109)			(69.167)		
5.24.50.00 Utilidades retenidas (sumas códigos 5.24.51.00 al 5.24.56.00)		124.982			131.349		
5.24.51.00 Reservas futuros dividendos		0			0		
5.24.52.00 Utilidades acumuladas		75.350			80.550		
5.24.53.00 Pérdidas acumuladas (menos)		0			0		
5.24.54.00 Utilidad (pérdida) del ejercicio		49.632			50.799		
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		5.440.481			3.805.005		

ESTADO DE RESULTADOS

2.02 ESTADO DE RESULTADOS

1.00.01.30 Tipo de Moneda Dólares
 1.00.01.40 Tipo de Balance Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

ESTADO DE RESULTADOS	NÚMERO NOTA	ACTUAL			ANTERIOR		
		desde	hasta	año	desde	hasta	año
		01	31	2007	01	31	2006
5.31.11.00 RESULTADO DE EXPLOTACION				199.474			242.800
5.31.11.10 MARGEN DE EXPLOTACION				290.720			326.756
5.31.11.11 Ingresos de explotación				9.019.315			7.823.837
5.31.11.12 Costos de explotación (menos)				(8.728.595)			(7.497.081)
5.31.11.20 Gastos de administración y ventas (menos)				(91.246)			(83.956)
5.31.12.00 RESULTADO FUERA DE EXPLOTACION				(62.070)			(80.126)
5.31.12.10 Ingresos financieros				8.881			5.586
5.31.12.20 Utilidad inversiones empresas relacionadas	10			14.484			14.382
5.31.12.30 Otros ingresos fuera de la explotación	21			74.733			36.407
5.31.12.40 Pérdida inversión empresas relacionadas (menos)	10			(9.091)			(4.353)
5.31.12.50 Amortización menor valor de inversiones (menos)	12			(1.154)			(1.357)
5.31.12.60 Gastos financieros(menos)				(145.247)			(108.066)
5.31.12.70 Otros egresos fuera de la explotación (menos)	21			(7.667)			(14.032)
5.31.12.80 Corrección monetaria				0			0
5.31.12.90 Diferencias de cambio	22			2.991			(8.693)
5.31.10.00 RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA E ÍTEMES EXTRAORDINARIOS				137.404			162.674
5.31.20.00 IMPUESTO A LA RENTA	7			(87.764)			(111.904)
5.31.30.00 ÍTEMES EXTRAORDINARIOS				0			0
5.31.40.00 UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DE INTERÉS MINORITARIO	7			49.640			50.770
5.31.50.00 INTERES MINORITARIO	19			(8)			29
5.31.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) LÍQUIDA				49.632			50.799
5.32.00.00 Amortización mayor valor de inversiones				0			0
5.30.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO				49.632			50.799

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

	desde	01	01	2007	desde	01	01	2006
	hasta	31	12	2007	hasta	31	12	2006

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	NÚMERO NOTA	ACTUAL	ANTERIOR
5.41.11.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN		549.160	195.529
5.41.11.10 Recaudación de deudores por venta		10.278.107	7.849.066
5.41.11.20 Ingresos financieros percibidos		6.544	5.580
5.41.11.30 Dividendos y otros repartos percibidos		20.668	7.982
5.41.11.40 Otros ingresos percibidos		78.070	47.608
5.41.11.50 Pago a proveedores y personal (menos)		(7.916.875)	(5.367.463)
5.41.11.60 Intereses pagados (menos)		(123.068)	(97.653)
5.41.11.70 Impuesto a la renta pagado (menos)		(247.433)	(108.643)
5.41.11.80 Otros gastos pagados (menos)		(42.546)	(24.270)
5.41.11.90 Impuesto al Valor Agregado y otros similares pagados (menos)		(1.504.307)	(2.116.678)
5.41.12.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		4.792	34.453
5.41.12.05 Colocación de acciones de pago		0	0
5.41.12.10 Obtención de préstamos		131.217	157.248
5.41.12.15 Obligaciones con el público		0	0
5.41.12.20 Préstamos documentados de empresas relacionadas		0	0
5.41.12.25 Obtención de otros préstamos de empresas relacionadas		0	0
5.41.12.30 Otras fuentes de financiamiento		0	0
5.41.12.35 Pago de dividendos (menos)		0	(56.439)
5.41.12.40 Repartos de capital (menos)		0	0
5.41.12.45 Pago de préstamos (menos)		(126.425)	(66.356)
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		(506.946)	(223.092)
5.41.13.05 Ventas de activo fijo		39.520	1.110
5.41.13.10 Ventas de inversiones permanentes		0	53.657
5.41.13.15 Ventas de otras inversiones		0	0
5.41.13.20 Recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas		0	0
5.41.13.25 Recaudación de otros préstamos a empresas relacionadas		0	374
5.41.13.30 Otros ingresos de inversión	24	2.513	23.382
5.41.13.35 Incorporación de activos fijos (menos)		(454.602)	(286.005)
5.41.13.40 Pago de intereses capitalizados (menos)		0	0
5.41.13.45 Inversiones permanentes (menos)		(15.959)	(4.416)
5.41.13.50 Inversiones en instrumentos financieros (menos)		0	0
5.41.13.55 Préstamos documentados a empresas relacionadas (menos)		0	0
5.41.13.60 Otros préstamos a empresas relacionadas (menos)		(76.125)	(2.708)
5.41.13.65 Otros desembolsos de inversión (menos)		(2.293)	(8.486)
5.41.10.00 FLUJO NETO TOTAL DEL PERÍODO		47.006	6.890
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		47.006	6.890
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	132.956	85.950

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

	día mes año		día mes año
desde	01 01 2007	desde	01 01 2006
hasta	31 12 2007	hasta	31 12 2006

CONCILIACION FLUJO-RESULTADO	NÚMERO NOTA	ACTUAL	ANTERIOR
5.50.10.00 Utilidad (Pérdida) del ejercicio		49.632	50.799
5.50.20.00 Resultado en venta de activos		(27.476)	(18.047)
5.50.20.10 (Utilidad) Pérdida en venta de activos fijos	21	(27.476)	(2.836)
5.50.20.20 Utilidad en venta de inversiones (menos)		0	(15.215)
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		200.271	208.413
5.50.30.05 Depreciación del ejercicio	8	230.584	214.087
5.50.30.10 Amortización de intangibles		0	0
5.50.30.15 Castigos y provisiones	17	6.395	4.803
5.50.30.20 Utilidad devengada en inversiones en empresas relacionadas (menos)	10	(14.484)	(14.382)
5.50.30.25 Pérdida devengada en inversiones en empresas relacionadas	10	9.091	4.353
5.50.30.30 Amortización menor valor de inversiones	12	1.154	1.357
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	(2.991)	8.693
5.50.30.50 Otros abonos a resultado que no representan flujo de efectivo (menos)		(32.426)	(10.945)
5.50.30.55 Otros cargos a resultado que no representan flujo de efectivo		2.948	447
5.50.40.00 Variación de Activos que afectan al flujo de efectivo (aumentos) disminuciones		(1.343.520)	716.369
5.50.40.10 Deudores por ventas		(666.321)	704.952
5.50.40.20 Existencias		(712.993)	(2.277)
5.50.40.30 Otros activos		35.794	13.694
5.50.50.00 Variación de pasivos que afectan al flujo de efectivo aumentos (disminuciones)		1.670.245	(761.976)
5.50.50.10 Cuentas por pagar relacionadas con el resultado de la explotación		3.544.896	591.912
5.50.50.20 Intereses por pagar		16.919	10.870
5.50.50.30 Impuesto a la renta por pagar (neto)		(94.306)	3.115
5.50.50.40 Otras cuentas por pagar relacionadas con el resultado fuera de explotación		(368)	(1.259)
5.50.50.50 Impuesto al Valor Agregado y otros similares por pagar (neto)		(1.796.896)	(1.366.614)
5.50.60.00 Utilidad (Pérdida) del interés minoritario	19	8	(29)
5.50.00.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN		549.160	195.529

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

Mediante escritura publica 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 con fecha 25 de junio de 2004.

02. Criterios Contables Aplicados

a. Período contable

Los estados financieros consolidados comprenden los años terminados al 31 de diciembre 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 al Boletín Técnico N°42) del Colegio de Contadores de Chile A.G. y en la Circular N°1.697 (que derogó la Circular N°368) de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Los estados financieros de las sociedades extranjeras al 31 de diciembre de 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 ejercicios, en pesos chilenos, en unidades de fomento u otras monedas distintas a dólares estadounidenses, se registran al tipo de cambio del dólar observado de la fecha de la transacción. Los activos y pasivos vigentes al cierre del año, que se encuentran pactados en pesos chilenos, en unidades de fomento u otras monedas distintas a dólares estadounidenses se presentan al tipo de cambio observado al cierre del periodo, de acuerdo a las siguientes paridades:

	31/12/2007	31/12/2006
Peso chileno por dólar	496,89	532,39
Peso argentino por dólar	3,15	3,06
Libra esterlina por dólar	0,50	0,51
Unidad de fomento por dólar	0,03	0,03
Euro por dólar	0,68	0,76

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 año.

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.

Aquellos activos fijos dispuestos para la venta han sido reclasificados en otros activos circulantes a su valor libro, el cual no excede el valor neto de realización.

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 Sociedad, cuyas cifras son certificadas en forma periódica por especialistas independientes. La depreciación de oleoductos y gasoductos marinos se calcula por el método de unidad de producción, considerando además de la producción del año y de las reservas probadas-desarrolladas, las reservas probables del área en explotación.

l. Activos en leasing

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

m. Inversiones en empresas relacionadas

Las inversiones incorporadas a partir del 1 de enero de 2004 se presentan

02. Criterios Contables Aplicados

valorizadas de acuerdo a la metodología del Valor Patrimonial (VP). Las efectuadas con anterioridad a dicha fecha se presentan valorizadas de acuerdo a la metodología del Valor Patrimonial Proporcional (VPP).

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

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

n. Inversión en otras sociedades

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

De acuerdo al Boletín Técnico N°72 del Colegio de Contadores A.G., las inversiones en empresas relacionadas que no reúnen las características 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 dio origen el cambio en el método de valorización, más o menos, el mayor o menor valor, si corresponde.

ñ. Menor valor de inversiones

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

o. 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

02. Criterios Contables Aplicados

Las obligaciones por emisión de bonos se presentan de acuerdo a los montos comprometidos a desembolsar, incluyendo el valor de capital e intereses devengados hasta la fecha de cierre de los estados financieros. El menor valor determinado en la colocación de los bonos es activado y amortizado linealmente en el plazo estipulado de vigencia de los instrumentos de deuda y se presenta en los rubros Otros activos circulantes y Otros activos de largo plazo, el cargo a resultado por amortización se presenta en el rubro Gastos financieros del Estado de Resultados.

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

t. Contratos de derivados

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

En el caso de instrumentos de cobertura de transacciones esperadas, el mismo se presenta a su valor justo y los cambios en dicho valor son reconocidos como resultado no realizado hasta su vencimiento, momento en el cual se reconocen 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 año 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 resultados 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

02. Criterios Contables Aplicados

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 flujo originados por actividades de la operación se incluyen todos aquellos flujos de efectivo relacionados con el giro social, incluyendo además, los intereses pagados, los ingresos financieros y, en general, todos aquellos flujos que no están definidos como de inversión o financiamiento. Cabe destacar que el concepto operacional utilizado en este estado es más amplio que el considerado en el Estado de resultados.

02. Criterios Contables Aplicados
Sociedades Incluidas en la Consolidación

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
		31/12/2007			31/12/2006
		DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
87756500-9	ENAP REFINERÍAS S.A.	99,9600	0,0000	99,9600	99,9600
0-E	PETRO SERVICIOS CORP. S.A (ARGENTINA)	99,9900	0,0100	100,0000	100,0000
96579730-0	ENAP SIPETROL S.A.	99,6139	0,3861	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)	0,0000	0,0000	0,0000	100,0000
0-E	SIPETROL INTERNATIONAL S.A (URUGUAY) (FILIA	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	SOC. INTERNACIONAL PETROLERA ENAP ECUADO	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	0,0000	0,0000	99,9900

03. Cambios Contables

Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2007, no se efectuaron cambios contables con respecto al ejercicio anterior.

04. Deudores de Corto y Largo Plazo

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

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

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

RUBRO	CIRCULANTES						LARGO PLAZO		
	Hasta 90 días		Más de 90 hasta 1 año		Subtotal	Total Circulante (neto)		31/12/2007	31/12/2006
	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006		31/12/2007	31/12/2006		
Deudores por Ventas	977.067	667.255	306	532	977.373	977.073	667.487	-	-
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	300	-	-	-	-
Documentos por cobrar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deudores Varios	99.073	55.984	815	2.972	99.888	99.888	58.956	27.250	23.893
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	-	-	-	-	-
							Total deudores largo plazo	27.250	23.893

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

	2007		2006	
	MUS\$	%	MUS\$	%
Nacionales:				
Distribuidores	794.225	81,28%	476.347	71,36%
Consumidores directos	53.807	5,51%	51.993	7,79%
Extranjeros:				
Deudores extranjeros (1)	129.041	13,21%	139.147	20,85%
Totales	<u>977.073</u>	<u>100,00%</u>	<u>667.487</u>	<u>100,00%</u>

(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 los años terminados al 31 de diciembre de 2006 y 2007 la empresa no realizó transacciones significativas con A&C Pipeline Holding 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 en parte a futuros aportes de capital en las empresas relacionadas, los cuales no tienen plazo de vencimiento. En el caso de GNL Quintero S.A. corresponde a traspaso de cta. cte. de los cuales una parte será capitalizada según el acuerdo de los accionistas y el saldo será cobrado, una vez concluido el proceso de financiamiento del proyecto.

(5) 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.

(6) El saldo por cobrar a Primax S.A. (sociedad peruana), corresponde a ventas de productos (operaciones de tipo comercial) efectuadas por Manu Perú S.A., filial de Enap Refinerías S.A.. Las condiciones de venta son crédito de 30 días de la fecha de facturación.

(7) 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.

(8) Corresponde a la venta de terrenos a GNL Quintero S.A., ubicados en las comunas de Quintero y Puchuncaví, con el propósito de construir un terminal de regasificación de gas natural licuado.

(9) Corresponde a aportes de capital por enterar en Geotérmica del Norte S.A. (Nota 10 (6)).

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

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006
96694400-5	GAS DE CHILE S.A. (4)	0	0	230	225
78889940-8	NORGAS S.A. (1)	1.298	888	0	0
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A. (4)	5	5	14.274	11.293
0-E	PRIMAX S.A. (6)	22.919	16.732	0	0
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA. (1)	527	55	0	0
76418940-K	GNL CHILE S.A. (4)	3.757	2.733	151	0
76788080-4	GNL QUINTERO S.A. (4)	73.289	0	0	0
99519820-7	ENERGIA CON-CON S.A.(4)	11	0	0	0
99519820-7	PETROPOWER ENERGIA LTDA. (1)	0	3	0	0
TOTALES		101.806	20.416	14.655	11.518

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

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006
96668110-1	CIA. LATINOAMERICANA PETROLERA S.A. (2)	0	0	4.720	4.406
99519810-K	CIA. DE HIDROGENO DEL BÍO-BÍO S.A. (3)	2.123	1.988	38.511	40.722
78335760-7	PETROPOWER ENERGÍA LTDA. (5)	809	646	0	0
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A. (3)	1.766	1.519	24.287	26.052
96969000-4	PETROSUL S.A. (3)	1.717	1.606	27.241	28.959
99548320-3	PRODUCTORA DE DIESEL S.A. (3)	10.313	8.244	102.943	111.888
0-E	PRIMAX S.A.	0	1	0	0
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A (1)	0	90	0	0
96971330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A. (9)	949	0	0	0
TOTALES		17.677	14.094	197.702	212.027

05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas
Transacciones

SOCIEDAD	RUT	NATURALEZA DE LA RELACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA TRANSACCIÓN	31/12/2007		31/12/2006	
				MONTO	EFFECTOS EN RESULTADOS (CARGO/ABONO)	MONTO	EFFECTOS EN RESULTADOS (CARGO/ABONO)
ETERES Y ALCOHOLES S.A.	96913550-7	COLIGADA	PAGO DE CUOTA LEASING	5.635	-4.196	5.636	-4.405
-	96913550-7	COLIGADA	COMPRAS DE SERVICIOS DE PROCES	550	-550	550	-550
-		COLIGADA	VENTA DE SERVICIOS DE PROCES	550	550	550	550
CÍA DE HIDROGENO DEL BIO BIO S.A.	96806130-5	COLIGADA	PAGO CUOTA DE LEASING	4.718	-2.676	4.718	-2.801
-	96806130-5	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESA	1.210	-1.210	1.210	-1.210
-		COLIGADA	VENTA DE SERVICIOS DE PROCESA	1.210	1.210	1.210	1.210
PETROSUL S.A.	96969000-4	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESO	700	-700	700	-700
-	96969000-4	COLIGADA	VENTA DE SERVICIOS DE PROCESA	700	700	700	700
-		COLIGADA	PAGO DE CUOTA LEASING	3.646	-2.087	3.640	-2.192
PRIMAX S.A.	0-E	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	304.266	14.029	234.565	2.456
INNERGY HOLDING S.A. (7)	96856650-4	COLIGADA	COMPRA DE GAS NATURAL	10.600	0	16.409	0
OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A.	96655490-8	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	2.490	0	2.261	0
PRODUCTORA DE DIESEL S.A.	99548320-3	COLIGADA	PAGO CUOTA LEASING	12.012	-5.000	11.705	-3.104
-	99548320-3	COLIGADA	SERVICIO DE MANTENCIÓN	2.614	2.614	2.614	2.614
-		COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESO	2.614	2.614	2.614	-2.614
-		COLIGADA	REEMBOLSO GASTOS	2.929	0	0	0
GNL QUINTERO S.A. (8)	76788080-4	COLIGADA	VENTA DE TERRENO	4.550	4.099	0	0
-	76788080-4	COLIGADA	PRESTAMOS OTORGADOS	73.289	0	0	0
GNL CHILE S.A.	76418940-K	COLIGADA	PRESTAMOS OTORGADOS	1.175	0	0	0
NORGAS S.A.	78889940-8	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	28.463	231	14.081	-42
-	78889940-8	COLIGADA	COMPRAS VARIAS	0	0	34	0
PETRPOWER ENERGIA LTDA.	78335760-7	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	40.390	0	11.146	0
-	78335760-7	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESO	0	0	25.575	0
-		COLIGADA	OTRAS VENTAS	0	0	808	0

06. Existencias

El detalle de las existencias se presenta en cuadro adjunto.

06. Existencias

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Petróleo crudo	404.878	175.789
Petróleo crudo en tránsito	281.440	104.962
Productos terminados	623.894	492.442
Productos terminados en tránsito	206.280	31.073
Materiales en bodega (neto)	72.081	56.593
Totales	<u>1.588.573</u>	<u>860.859</u>

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

07. Impuestos diferidos e impuestos a la renta

a. Impuesto a la renta

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

b. Impuestos diferidos

El detalle de los saldos acumulados por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 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	31/12/2007				31/12/2006			
	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	2.580	0	0	0	4.493	0	0	0
Provisión de vacaciones	7.140	0	0	0	6.411	0	0	0
Amortización intangibles	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos en leasing	0	0	0	57	0	0	0	0
Gastos de fabricación	0	0	1.237	0	0	0	1.152	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	1.548	0	0	0	1.666	395	0
Utilidad no realizada venta de crudo	1.391	0	0	0	227	0	0	0
Provisión obsolescencia materiales (1)	0	4.899	0	0	0	5.919	0	0
Provisión retiro plataforma y normaliza	0	32.483	0	0	0	30.229	0	0
Pérdidas tributarias	801	0	0	0	272	0	0	0
Contratos leasing	0	7.035	0	0	0	4.061	0	125
Gastos diferidos bonos	0	0	0	4.766	0	0	0	5.568
Menor valor bono	0	0	0	2.588	0	0	0	2.838
Gastos financieros diferidos	0	0	0	2.404	0	0	0	3.444
Provisión valuación inversiones	0	8.136	0	0	0	6.431	0	0
Activos fijos	0	5.044	472	0	0	5.673	186	0
Gastos pagados por anticipado	0	0	529	0	0	0	560	0
Provisión medio ambiente	85	0	0	0	85	0	0	0
Provision Sobreestadia	25	0	0	0	0	0	0	0
Recuperacion de impuesto	0	0	14.928	0	-	-		
OTROS								
Cuentas complementarias-neto de amortiza	0	15.428	0	0	0	15.368	0	2
Provisión de valuación	0	17.321			0	10.688		
Totales	12.193	26.396	17.166	9.815	11.659	27.923	2.293	11.973

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

ITEM	31/12/2007	31/12/2006
Gasto tributario corriente (provisión impuesto)	-51.009	-71.977
Ajuste gasto tributario (ejercicio anterior)	0	0
Efecto por activos o pasivos por impuesto diferido del ejercicio	-7.015	-12.302
Beneficio tributario por perdidas tributarias	0	12.300
Efecto por amortización de cuentas complementarias de activos y pasivos diferidos	-62	552
Efecto en activos o pasivos por impuesto diferido por cambios en la provisión de evaluación	-6.633	2.546
Otros cargos o abonos en la cuenta	-23.045	-43.023
TOTALES	-87.764	-111.904

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 MUS\$	2006 MUS\$	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Provisiones de impuestos a la renta al 31 de diciembre:				
- 17% de primera categoría	12.185	19.621	-	-
- Impuesto único	1.288	4.275	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades de Enap	20.858	46.167	-	-
- 40% DL-2.398 sobre dividendos coligadas (1)	4.764	1.914	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades filiales (1)	-	-	11.914	-
- Impuestos provenientes del exterior	23.045	43.023	-	-
Total cargos por impuestos del año	62.140	115.000	11.914	-
Traspaso al corto plazo 40% DL-2398 sobre utilidades filiales	-	80.968	-	(80.968)
Saldos de provisiones de impuestos del período anterior	3.351	-	114.445	195.413
Totales	65.491	195.968	126.359	114.445
Menos:				
- Pagos provisionales del período	(91.693)	(76.927)	-	-
- Anticipo de impuestos del exterior	(18.464)	(27.636)	-	-
- Crédito de capacitación	(739)	(604)	-	-
Saldos netos (por recuperar) o pagar (2)	(45.405)	90.801	126.359	114.445

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. presenta utilidad tributaria al 31 de diciembre de 2007 que asciende a MUS\$15.410 (MUS\$4.868 al 2006), que es compensada con los créditos generados por agencias en el exterior.

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

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

(2) Al 31 de diciembre de 2007, este saldo incluye impuestos por recuperar del período de ERSA por MUS\$ 85.186 e impuestos por pagar por ENAP y Enap Sipetrol por MUS\$ 35.088 y 4.693 respectivamente, a diciembre de 2006, el saldo presentan impuestos a la renta por recuperar de ERSA por MUS\$ 52.600 e impuestos por pagar por ENAP y Enap Sipetrol por MUS\$ 125.246 y 18.155 respectivamente

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

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Impuesto a la renta del período a recuperar	45.405	-
Crédito Fondo Estabilización del Petróleo Leyes 20063-20115-20197 (3)	101.624	13.853
Derechos de Aduana por recuperar	16.492	21.586
IVA por recuperar	85.393	57.383
Impuesto específico gasolinas y diesel	9.054	5.392
Beneficio Tributario por pérdidas tributarias	-	12.300
Impto. por recuperar (Nota 21)	26.189	-
Otros impuestos por recuperar	22.362	980
Total Impuestos por Recuperar	306.519	111.494

(3) Por Ord. N° 1.272 del 28 de diciembre de 2007, el Ministerio de Hacienda aceptó compensar parte del traspaso pendiente de utilidades del año 2005 y 2006 a rentas generales de la Nación, contra el saldo del Fondo de Estabilización de precios de los combustibles a favor de ENAP, al 30 de junio de 2007, el cual alcanza a MUS\$38.044,2, para lo cual se dictará el decreto respectivo a principios del año 2008.

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 de impuesto de primera categoría establecida 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	137.404	162.674
Impuesto diferido 17%	(3.164)	(3.922)
Impuesto a la Renta 17%	(12.185)	(7.321)
Impuesto Unico	(1.288)	(4.275)
Impuestos provenientes del exterior	(23.045)	(43.023)
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos según artículo N°2 del D.L. N°2.398	97.722	104.133
Impuesto diferido (tasa 40%)	(10.546)	(5.282)
Impuesto a la Renta (tasa 40%)	(37.536)	(48.081)
Utilidad antes de amortización mayor valor de inversiones e interés minoritario	49.640	50.770

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	8.258	15.156
Totales	8.258	15.156

Otros activos fijos:

(1) En este rubro se incluyen las oficinas corporativas adquiridas mediante un contrato de leasing con opción de compra con el Banco Santander Chile. Al 31 de diciembre de 2007 el valor neto asciende a MUS\$16.370 (MUS\$ 15.994 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.

La obligación por este contrato se incluye en el pasivo circulante en obligaciones a largo plazo con vencimiento dentro de un año por MUS\$207 (MUS\$167 año 2006) y en el pasivo a largo plazo en acreedores varios largo plazo por MUS\$1.511 (MUS\$1.498 año 2006).

Enap Refinerías S.A., incluye bajo este rubro las plantas de Hidrocracking suave de Gas Oil (MHC - Mild Hydrocracking), de Hidrógeno, las planta de DIPE y las dos plantas de azufre, generando 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\$11.088 en 2007 (MUS\$ 11.180 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	16.154		16.154	16.902	-	16.902
Construcciones y obras de infraestructura	4.314.586	(2.872.484)	1.442.102	4.064.080	(2.739.503)	1.324.577
Maquinarias y equipos	70.666	(43.579)	27.087	60.646	(37.909)	22.737
Otros activos fijos	406.903	(86.820)	320.083	362.343	(59.969)	302.374
Totales	4.808.309	(3.002.883)	1.805.426	4.503.971	(2.837.381)	1.666.590

8. Activos Fijos

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

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Campos petrolíferos	1.623.267	1.574.975
Plataformas petroleras	690.904	675.693
Proyectos inversión - exploración	109.750	73.239
Refinerías y plantas de gasolina	1.119.650	967.329
Oleoductos y gasoductos	296.066	295.527
Plantas de almacenamiento e instalaciones marítimas	50.061	48.082
Instalaciones de producción	12.459	12.287
Sistemas de reinyección	115.435	115.375
Edificios, poblaciones y campamentos	60.653	60.575
Obras en construcción	236.341	240.998
Total	4.314.586	4.064.080
Menos: Depreciación acumulada	(2.872.484)	(2.739.503)
Valores netos	1.442.102	1.324.577

8. Activos Fijos

El detalle de los otros activos fijos es el siguiente:

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Muebles, útiles y enseres	4.622	3.681
Activos en leasing (1)	268.601	268.601
Materiales en bodega (2)	109.226	82.817
Softwares	7.163	7.022
Otros activos	17.291	222
Total	<u>406.903</u>	<u>362.343</u>
Menos: Depreciación acumulada	<u>(86.820)</u>	<u>(59.969)</u>
Valores netos	<u><u>320.083</u></u>	<u><u>302.374</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	229.158	213.024
Gasto de administración	<u>1.426</u>	<u>1.063</u>
Totales	<u>230.584</u>	<u>214.087</u>

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

09. Transacciones de venta con retroarrendamiento

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

La obligación por este contrato se incluye en el pasivo circulante en obligaciones a largo plazo con vencimiento dentro de un año por MUS\$1.323 (MUS\$1.112 año 2006) y en el pasivo a largo plazo en acreedores varios largo plazo por MUS\$15.645 (MUS\$14.799 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., Primax Holding S.A., Energía Concón S.A., Productora de Diesel S.A., Cia. de Hidrógeno del Bío Bío, Empresa Nacional de Geotermia, GNL Chile S.A., GNL Quintero S.A. y Forenergy 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) 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 pesos). Con fecha 10 de marzo de 2006 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%. En Junta Extraordinaria de Accionistas, de fecha 02 de agosto de 2006, GNL Chile S.A. aumentó su patrimonio en 2.000.000 de acciones, equivalentes a 2.000.000 de pesos; Empresa Nacional del Petróleo suscribe y paga en abril de 2007, 666.667 acciones, manteniendo su participación de 33,33333%.

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

(4) 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.

(5) Con fecha 10 de diciembre de 2007 Empresa Nacional del Petróleo compró acciones de Oleoducto Trasandino (Chile) S.A., Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. y A&C Pipeline Holding, aumentando su participación a 35,83%, 35,93% y 36,25%, respectivamente.

Estas compras fueron valorizadas a su valor justo, 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.

(6) En Sexta Junta Extraordinaria de Accionistas de Geotérmica del Norte S.A., se aumentó el capital de dicha sociedad, suscribiendo ENAP 671.555.929 acciones de la Serie A u ordinarias, representativas del aumento del capital acordado en la presente junta, en un precio total de 731.728.333 pesos

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

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

INFORMACION SOBRE INVERSIONES EN EL EXTERIOR:

Para las inversiones en el exterior que mantiene la Empresa y sus filiales al 31 de diciembre de 2007 y 2006, no existen dividendos acordados por las utilidades potencialmente remesables al 30 de diciembre de 2007 y 2006.

Durante los ejercicios 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 31-12-2007
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1
 FECHA
 IMPRESIÓN: 27-02-2008

10. Inversiones en empresas relacionadas

Detalle de las inversiones

RUT	SOCIEDADES	PAIS DE ORIGEN	MONEDA DE CONTROL DE LA INVERSIÓN	NÚMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN		PATRIMONIO SOCIEDADES		RESULTADO DEL EJERCICIO		PATRIMONIO SOCIEDADES A VALOR JUSTO		RESULTADO DEL EJERCICIO A VALOR JUSTO		RESULTADO DEVENGADO		VP/VPP		RESULTADOS NO REALIZADOS		VALOR CONTABLE DE LA INVERSIÓN	
					31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006
0-E	A&C PIPELINE HOLDING (5)	ICAYMAN	US\$	326.250	36,25000	18,25000	467	415	0	0	0	0	0	0	0	0	85	76	-	-	85	76
99519810-K	COMPañIA DE HIDROGENO DEL BIO-BIO S.A. (1)	CHILE	US\$	100.000	10,00000	10,00000	10.364	10.566	2.080	3.969	10.364	10.566	2.080	3.969	208	396	1.036	1.056	-	-	1.036	1.056
96668110-1	COMPañIA LATINOAMERICANA PETROLERA S.A.	CHILE	PESO	44.224	40,00000	40,00000	12.137	11.412	-992	-207	0	0	0	0	-397	-82	4.855	4.567	-	-	4.855	4.567
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA S.A.(1)	CHILE	PESO	1.539.865	49,00000	49,00000	3.152	81	-1.535	-1.711	3.152	81	-1.535	-1.711	-752	-839	1.545	39	-	-	1.545	39
99519820-7	ENERCON S.A.(1)	CHILE	US\$	435.058	49,00000	49,00000	27.028	17.085	1.305	30	27.028	17.085	1.305	30	639	14	13.244	8.372	-	-	13.244	8.372
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A.	CHILE	US\$	4.174	41,74000	41,74000	12.237	10.361	1.876	1.878	0	0	0	0	784	784	5.108	4.324	-	-	5.108	4.324
76932370-8	FORENERGY (1)	CHILE	PESO	120	40,00000	-	75	-	-	-	75	-	0	-	-	-	30	-	-	-	30	0
96694400-5	GAS DE CHILE S.A.	CHILE	PESO	2.973.170	50,00000	50,00000	61	61	0	-12	0	0	0	0	0	-6	31	32	-	-	31	32
96971330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A. (6)	CHILE	PESO	2.622.723.929	45,37000	44,00000	4.591	3.182	-1.704	-7	0	0	0	0	-772	-5	2.083	1.400	-	-	2.083	1.400
76418940-K	GNL CHILE S.A. (1) (2)	CHILE	PESO	4.000.000	33,33333	33,33333	-3.439	-2.607	-830	-2.626	-3.439	-2.607	-830	-2.626	-277	-875	1	1	-	-	1	1
76788080-4	GNL QUINTERO S.A. (1) (3)	CHILE	US\$	200	20,00000	-	16.000	-	-1.480	-	16.000	-	-1.480	-	-296	-	3.200	-	-	-	3.200	0
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A.	CHILE	PESO	13.680.788	25,00000	25,00000	-18.259	-6.530	-24.730	-5.455	0	0	0	0	-6.183	-1.364	1	1	-	-	1	1
78889940-8	NORGAS S.A.	CHILE	PESO	420.000	42,00000	42,00000	7.378	6.220	2.713	1.790	0	0	0	0	1.139	752	3.099	2.612	-	-	3.099	2.612
0-E	OLEODUCTO TRASANDINO (ARGENTINA) S.A. (5)	ARGENTINA	US\$	16.311.050	35,93000	18,09000	24.517	25.230	-713	-1.682	4.871	0	0	0	-129	-304	5.304	4.564	0	-	5.304	4.564
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO (CHILE) S.A. (5)	CHILE	PESO	6.225.293	35,83000	18,04000	9.512	9.008	-563	-257	24.766	0	0	0	-102	-46	6.122	1.625	-	-	6.122	1.625
78335760-7	PETROPOWER ENERGIA LTDA	CHILE	US\$	0	15,00000	15,00000	93.284	76.187	30.263	16.025	0	0	0	0	4.540	2.404	13.992	11.428	-	-	13.992	11.428
96969000-4	PETROSUL S.A.	CHILE	US\$	4.739	47,39000	47,39000	12.850	12.462	809	850	0	0	0	0	384	402	6.090	5.906	-	-	6.090	5.906
0-E	PRIMAX S.A. (1)	PERU	US\$	86.466.630	49,00000	49,00000	65.956	69.448	11.808	5.498	65.956	69.448	11.808	5.498	5.786	2.694	32.318	34.030	-	-	32.318	34.030
0-E	PRIMAX HOLDINGS S.A. (ECUADOR) (1)	ECUADOR	US\$	392	49,00000	49,00000	-1.385	-1.394	-374	-1.395	-1.385	-1.394	-374	-1.395	-183	-683	1	1	-	-	1	1
99548320-3	PRODUCTORA DIESEL S.A.(1)	CHILE	US\$	9.989.940	45,00000	45,00000	10.996	9.914	2.232	1.861	10.996	9.914	2.232	1.861	1.004	837	4.948	4.461	-	-	4.948	4.461
0-E	TERMINALES MARÍTIMAS PATAGÓNICAS S.A. (4)	ARGENTINA	US\$	-	0,00000	0,00000	0	0	0	0	0	0	0	0	-	468	0	0	-	-	0	0
0-E	GASODUCTO CAYMAN LTD. (4)	-	-	-	-	0,00000	-	0	-	0	0	0	0	0	-	0	-	0	-	-	0	0
0-E	GASODUCTO DEL PACIFICO (ARGENTINA) S.A. (4)	-	-	-	-	0,00000	-	0	-	0	0	0	0	0	-	426	-	0	-	-	0	0
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO (CHILE) S.A. (4)	-	-	-	-	0,00000	-	0	-	0	0	0	0	0	-	616	-	0	-	-	0	0
96889570-2	INVERSIONES ELECTROGAS S.A. (4)	-	-	-	-	0,00000	-	0	-	0	0	0	0	0	-	136	-	0	-	-	0	0
76532150-6	SOCIEDAD DE EXPLORACION DE EXPLOTACION PETROLERA SA (7)	-	-	-	-	0,00000	-	0	-	0	0	0	0	0	-	4.046	-	0	-	-	0	0
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A. (4)	-	-	-	-	0,00000	-	0	-	0	0	0	0	0	-	407	-	0	-	-	0	0
76384550-8	SOCIEDAD NACIONAL MARITIMA S.A. (4)	-	-	-	-	0,00000	-	0	-	0	0	0	0	0	-	-149	-	0	-	-	0	0
	TOTAL																103.093	84.495	0	0	103.093	84.495

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 de Chile A.G., las siguientes inversiones: Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A., Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., Gasoducto Cayman Ltd., Sociedad Nacional de Oleoducto S.A., Sociedad Nacional Marítima S.A., Inversiones Electrogas S.A., Electrogas S.A. y en septiembre de 2006 Terminales Marítimas Patagónicas S.A..

11. Inversiones en otras sociedades

Inversiones en otras sociedades

RUT	SOCIEDAD	NÚMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN	VALOR CONTABLE	
				31/12/2007	31/12/2006
96806130-5	ELECTROGAS S.A.	30	0,0076	2	2
0-E	GASODUCTO CAYMAN LTD.	9.100	18,2000	5	5
0-E	GASODUCTO DEL PACIFICO (ARGENTINA) S.A.	15.900.586	18,2000	14.051	14.051
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO (CHILE) S.A.	38.592.313	18,2000	20.217	20.217
96889570-2	INVERSIONES ELECTROGAS S.A.	150	15,0000	5.130	5.130
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.	10.061.279	10,0610	12.705	12.705
76384550-8	SOCIEDAD NACIONAL MARITIMA S.A.	12.965.340	12,9650	1.668	1.668
70036600-6	ASOCIACION GREMIAL DE INDUSTRIALES QUIMICOS A.G.	69	0,0000	8	7
0-E	TERMINALES MARÍTIMAS PATAGONICAS S.A.	198.025	13,7900	7.664	7.664

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., 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 se determina considerando el tiempo esperado de retorno de la inversión. El plazo de amortización determinado es de 8 años en el 2007 (5 años en el 2006).

12. Menor y Mayor valor de inversiones
Menor Valor

RUT	SOCIEDAD	31/12/2007		31/12/2006	
		MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR	MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR
0-E	TERMINALES MARITIMAS PATAGÓNICAS S.A.	0	0	203	0
0-E	PRIMAX S.A.	1.154	4.582	1.154	3.462
	TOTAL	1.154	4.582	1.357	3.462

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	2.397	4.220
Gastos en emisión de bonos y descuento en colocación (Nota 23)	10.366	12.338
Materiales de operación de baja rotación (1)	7.569	2.194
Pérdida diferida por contratos swap tasa interés (Nota 25)	17.342	344
Derechos cross currency swap leasing (Nota 25)	3.741	1.902
Derechos cross currency swap bonos (Nota 25)	58.324	40.508
Otros	350	502
Totales	<u>100.089</u>	<u>62.008</u>

(1) Los materiales de operación con baja rotación se presentan netos de provisión de obsolescencia por un monto ascendente a MUS\$1.976 (MUS\$ 7.351 en 2006).

14. Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo

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

(1) J.P. Morgan Chase Bank:

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 fue 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, significó 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 tuvo impacto en el nivel de pasivos de ENAP.

(2) 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.

(3) 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%.

(4) BBVA Banco Francés S.A.:

Con fecha 16 de julio y 31 de agosto de 2007, Enap Sipetrol Argentina S.A. obtuvo préstamos por MUS\$30.000 y MUS\$10.000, respectivamente a 1 año plazo, con pagos de capital e intereses al vencimiento el día 15 de julio de 2008 y 30 de agosto de 2008, respectivamente. No se entregaron garantías. La tasa de interés aplicada es 7,45% nominal anual.

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										S NO REAJUSTABLES		TOTALES			
		DOLARES		EUROS		YENES		OTRAS MONEDAS EXTRANJERAS		UF							
		31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006		
Corto Plazo (código 5.21.10.10)																	
0-E	BBVA BANCO FRANCES S.A. (4)	40.529	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40.529	0
	Otros																
	TOTALES	40.529	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40.529	0
	Monto capital adeudado	40.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40.000	0
	Tasa int prom anual	7.45%						7.45%									
Largo Plazo - Corto Plazo (código 5.21.10.20)																	
0-E	J.P MORGAN CHASE BANK (1)	4.132	4.025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.132	4.025
0-E	CALYON N.Y. BRANCH (2)	383	392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	383	392
0-E	J.P MORGAN AGENCIADO (3)	21.044	22.595	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21.044	22.595
	Otros															0	0
	TOTALES	25.559	27.012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25.559	27.012
	Monto capital adeudado	21.000	22.500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21.000	22.500
	Tasa int prom anual	5.74%	5.69%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Porcentaje obligaciones moneda extranjera (%)		100,0000															
Porcentaje obligaciones moneda nacional (%)		0,0000															

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 incluyen en cuadro adjunto.

Ver explicación en Nota 14 de (1), (2) y (3) 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 ÍNDICE 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		220.000	5,63%	220.000
		Euros	0	0	0	0	0		0		0
		Yenes	0	0	0	0	0		0		0
		UF	0	0	0	0	0		0		0
		\$ no reajustables	0	0	0	0	0		0		0
		Otras monedas	0	0	0	0	0		0		0
0-E	CALYON N.Y. BRANCH (2)	Dólares	0	0	100.000	50.000	0		150.000	5,34%	150.000
		Euros	0	0	0	0	0		0		0
		Yenes	0	0	0	0	0		0		0
		UF	0	0	0	0	0		0		0
		\$ no reajustables	0	0	0	0	0		0		0
		Otras monedas	0	0	0	0	0		0		0
0-E	J.P MORGAN CHASE BANK (3)	Dólares	0	0	0	0	0		0		21.000
		Euros	0	0	0	0	0		0		0
		Yenes	0	0	0	0	0		0		0
		UF	0	0	0	0	0		0		0
		\$ no reajustables	0	0	0	0	0		0		0
		Otras monedas	0	0	0	0	0		0		0
TOTALES			0	0	100.000	270.000	0		370.000		391.000

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 presentan 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	31/12/2007	31/12/2006	
Bonos largo plazo - porción corto plazo										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4.25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENC	429	362	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4.25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENC	965	815	NACIONAL
TIPO 144-A	ÚNICA	290.000.000	US\$	6.75%	15-11-2012	SEMESTRA	AL VENC	2.528	2.447	EXTRANJERA
TIPO 144-A	ÚNICA	150.000.000	US\$	4.875%	15-03-2014	SEMESTRA	AL VENC	2.161	2.133	EXTRANJERA
Total porción corto plazo								6.083	5.757	
Bonos largo plazo										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4.25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENC	39.491	34.442	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4.25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENC	88.855	77.493	NACIONAL
TIPO 144-A	ÚNICA	290.000.000	US\$	6.75%	15-11-2012	SEMESTRA	AL VENC	290.000	290.000	EXTRANJERA
TIPO 144-A	ÚNICA	150.000.000	US\$	4.875%	15-03-2014	SEMESTRA	AL VENC	150.000	150.000	EXTRANJERA
Total largo plazo								568.346	551.935	

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:		
Vacaciones	21.323	20.251
Compensaciones y beneficios del personal	22.274	16.634
Indemnización años de servicio	3.761	1.822
Provisión carena barcaza y remolcadores	623	485
Provisión inversión patrimonio negativo	5.713	2.504
Provisión medio ambiental	500	-
Otros	4.122	2.120
	58.316	43.816
Totales	58.316	43.816
Largo plazo:		
Indemnización años de servicio	153.202	135.807
Impuesto a la Renta (Nota 7)	126.359	114.445
Provisión retiro de plataformas, normalización de pozos y yacimientos y remediación medio ambiental (1)	65.953	59.366
Provisión valuación inversiones	14.274	11.282
Otras provisiones a largo plazo	588	1.052
	360.376	321.952
Totales	360.376	321.952

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

Castigos - Al 31 de diciembre de 2007, se registraron castigos de exploraciones en Enap Sipetrol S.A. por un monto de MUS\$6.395 (MUS\$4.803 en 2006), los cuales corresponden a activos relacionados con yacimientos petroleros en el exterior. Durante los mismos años 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	11.721	13.384
Disminucion	-	(29)
Pagos del período	(2.374)	(12.700)
Diferencia de cambio	9.987	(4.251)
Totales	<u>156.963</u>	<u>137.629</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.	659.463	0,04	264	8	638.555	0,04	254	(29)

20. Cambios en el patrimonio

a. Cambios en el patrimonio:

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

-Al 31 de marzo de 2006, se registró en utilidades acumuladas, 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°883 de 30 de diciembre de 2005, el Ministerio de Hacienda autorizó la capitalización de MU\$17.185 de las utilidades del ejercicio 2005. Esta capitalización se registró en el período 2006.

-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.

-Por Decreto N°545 de 20 de abril de 2007, el Ministerio de Hacienda fijó el programa de traspaso a rentas generales de la Nación de parte de las utilidades del año 2005 y 2006 por MUS\$40.035 (equivalentes a M\$21.619.278) y MUS\$5.321 (equivalentes a M\$2.873.340), respectivamente. Posteriormente, el decreto N°686 del 18 de diciembre del 2007, del Ministerio de Hacienda, dejó sin efecto lo dispuesto en el decreto anterior.

-El 14 de mayo de 2007, el Ministerio de Hacienda mediante Ord.N°430 autorizó la capitalización de MUS\$50.799 correspondiente a las utilidades financieras del ejercicio 2006.

-Por Ord. N°1.272 del 28 de diciembre de 2007, el Ministerio de Hacienda suspendió transitoriamente por el período 2007, la política de traspaso de utilidades de ENAP al Fisco. Al mismo tiempo, dejó sin efecto, transitoriamente para dicho año, el traspaso de utilidades a todo evento, para completar el 14% de rentabilidad sobre el patrimonio con utilidades retenidas de períodos anteriores.

En relación con los traspasos al Fisco programados para diciembre 2007 de MUS\$45.356, el Ministerio de Hacienda aceptó, a fin de evitar un mayor endeudamiento de la empresa, compensar dichos recursos con el saldo acumulado al 30 de junio de 2007 del Fondo de estabilización de precios de los combustibles a favor de ENAP, el cual alcanza a MUS\$38.044,2, para lo cual se dictará el decreto respectivo a principios de año 2008, de acuerdo a las normas legales vigentes al respecto. Asimismo, autorizó la capitalización de utilidades por MUS\$5.200 para el financiamiento del Gasoducto Pecket Esperanza, lo que había sido acogido previamente mediante Ord. N°915 de 3 de octubre de 2007, en atención a su rentabilidad social. La diferencia, esto es MUS\$2.111,8, se mantendrá como saldo a favor del Fisco.

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

20. Cambios en el patrimonio

Cambios en el patrimonio

RUBROS	31/12/2007									31/12/2006								
	CAPITAL PAGADO	RESERVA REVALORIZ. CAPITAL	SOBREPRECIO EN VENTA DE ACCIONES	OTRAS RESERVAS	RESERVAS FUTUROS DIVIDENDOS	RESULTADOS ACUMULADOS	DIVIDENDOS PROVISORIOS	DÉFICIT PERIODO DE DESARROLLO	RESULTADO DEL EJERCICIO	CAPITAL PAGADO	RESERVA REVALORIZ. CAPITAL	SOBREPRECIO EN VENTA DE ACCIONES	OTRAS RESERVAS	RESERVAS FUTUROS DIVIDENDOS	RESULTADOS ACUMULADOS	DIVIDENDOS PROVISORIOS	DÉFICIT PERIODO DE DESARROLLO	RESULTADO DEL EJERCICIO
Saldo Inicial	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	-56.361	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	55.999	0	0	0	0	-55.999	0	0	0	85.230	0	0	0	0	-85.230	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	1.058	0	0	0	0	0	0	0	0	-719	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	25.927	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	49.632	0	0	0	0	0	0	0	0	50.799
Dividendos provisorios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo Final	932.700	0	0	-68.109	0	75.350	0	0	49.632	876.701	0	0	-69.167	0	80.550	0	0	50.799
Saldos Actualizados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	876.701	0	0	-69.167	0	80.550	0	0	50.799

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	3.795	2.737
Otras reservas	4.125	4.125
Totales	(68.109)	(69.167)

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.

	Saldo al 01.01.2007 MUS\$	Variación neta del ejercicio		Saldo 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:

	Saldo al 01.01.2007 MUS\$	Variación neta del ejercicio		Saldo al	
		Inversión MUS\$	Pasivo MUS\$	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Cía. Latinoamericana Petrolera S.A.	31	614	-	645	31
Electrogas S.A.	1	-	-	1	1
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	40	230	-	270	40
Enercon S.A.	261	-	-	261	261
Gas de Chile S.A.	3	-	-	3	3
Geotérmica del Norte S.A.	109	(47)	-	62	109
GNL Chile S.A.	-	(114)	-	(114)	-
Innergy Holding S.A.	183	(26)	-	157	183
Inversiones Electrogas S.A.	231	-	-	231	231
Norgas S.A.	162	269	-	431	162
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	74	132	-	206	74
Petrosul S.A.	696	-	-	696	696
Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	893	-	-	893	893
Sociedad Nacional Marítima S.A.	53	-	-	53	53
Totales	2.737	1.058	-	3.795	2.737

20. Cambios en el Patrimonio

Otras reservas

Otras reservas

El saldo de Otras reservas es el siguiente:

Otras Reservas	Saldos al	<u>Variación neta del ejercicio</u>		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	<u>4.125</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4.125</u>	<u>4.125</u>

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	27.476	2.836
Ingresos por servicios varios	6.515	9.025
Dividendos percibidos de Otras Sociedades	11.626	3.403
Ingresos netos de inversiones	-	271
Utilidad en venta de inversiones	-	15.215
Recuperacion de Impuestos	26.189	-
Otros ingresos	2.927	5.657
	<u>74.733</u>	<u>36.407</u>
Totales	<u>74.733</u>	<u>36.407</u>
b. Otros egresos :		
Provisión valuación de inversiones	(2.981)	(1.208)
Seguro opción por commodity	-	(4.590)
Pérdida en venta de inversiones	-	(4)
Bajas de activo fijo y materiales	(47)	(194)
Provisión plan desvinculación	(374)	(238)
Costo venta de servicios varios	(387)	(3.796)
Otros egresos	(3.878)	(4.002)
	<u>(7.667)</u>	<u>(14.032)</u>
Totales	<u>(7.667)</u>	<u>(14.032)</u>

22. Diferencias de Cambio

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

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

22. Diferencias de Cambio

Diferencias de Cambio

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		31/12/2007	31/12/2006
ACTIVOS (CARGOS) / ABONOS			
DISPONIBLE	CLP	1.262	81
	ARS	-176	-164
DEUDORES POR VENTA	CLP	55.881	-20.731
	ARS	110	247
DEUDORES VARIOS	CLP	4.064	-831
	ARS	173	0
DOCTOS Y CTAS POR COBRAR E EMPRESAS RELACIONADAS CP	CLP	284	64
	ARS	23	0
	UKL	-361	0
IMPUESTOS POR RECUPERAR	CLP	12.369	12.617
	ARS	0	0
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	ARS	-183	0
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	CLP	13.135	-14.863
DEUDORES LARGO PLAZO	CLP	64	-72
DOC Y CTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS LP	CLP	1.729	0
OTROS ACTIVOS LARGO PLAZO	CLP	789	1.560
	ARS	287	-230
OTROS DE OTROS ACTIVOS	CLP	0	-125
ACTIVO FIJO (NETO)	ARS	-1.027	0
DOC Y CTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS LP	ARS	-358	0
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	ARS	0	184
Total (Cargos) Abonos		88.065	-22.263
PASIVOS (CARGOS) / ABONOS			
CUENTA POR PAGAR	CLP	-24.089	4.595
	ARS	-160	-95
DOC Y CTAS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS C/P	CLP	-146	353
	ARS	-88	-37
	UKL	0	117
PROVISIONES CORTO PLAZO	CLP	-2.366	1.754
	ARS	-3	2
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	CLP	-29.108	215
	ARS	0	-598
DOC Y CTAS POR PAGAR EMPRESA RELACIONADAS L/P	CLP	-157	83
PROVISIONES LARGO PLAZO	CLP	-10.005	4.981
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	CLP	-19.006	2.200
	ARS	54	0
Total (Cargos) Abonos		-85.074	13.570
(Pérdida) Utilidad por diferencia de cambio		2.991	-8.693

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	254	222	957	1.059
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - local	658	574	2.471	2.730
Desembolso por emisión de colocación bonos - internacional	1.340	1.340	5.808	7.147
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - internacional	273	273	1.130	1.402
Totales	2.525	2.409	10.366	12.338

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	96.979	54.702
Depósitos a plazo	18.858	14.333
Valores negociables	17.119	16.915
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	<u>132.956</u>	<u>85.950</u>

Otros Ingresos de Inversión	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Devolución capital coligadas	-	16.611
Devolución capital inversiones en otras sociedades		5.824
Recuperación de préstamos del personal corto y largo	2.513	947
Totales	<u>2.513</u>	<u>23.382</u>

Flujos futuros comprometidos por la filial Enap Sipetrol S.A. en contratos de asociación

De acuerdo a lo establecido en los contratos de operación petrolera, en asociación con gobiernos y/o socios, existen compromisos suscritos a desarrollar para los próximos años.

Estas actividades contemplan la perforación de pozos de exploración, realización de sísmicas 3D y arriendo de equipos para perforar en Argentina y Egipto, todo esto por un monto total de MUS\$25.608.

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 diciembre 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, por mandato de ENAP Refinerías S.A., ha suscrito contratos de cobertura del tipo zero-cost collar con el fin de cubrir el riesgo de variación del valor del petróleo crudo importado entre la fecha de embarque de éste y la fecha estimada de fijación del precio de venta de los productos refinados.

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 PUBLICO (B	116.771	116.771	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	54.130	229	53.901
CROSS CURRENCY	CCPE	7.683	IV TRIMESTRE 2012	TIPO DE CAMBIO Y TASAS	C	OBLIGACIONES CON EL PUBLICO (B	11.574	11.574	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	4.438	15	4.423
CROSS CURRENCY	CCPE	21.017	III TRIMESTRE 2018	TIPO DE CAMBIO	C	OBLIG. LP VCT UN AÑO/ACREED LP	16.968	16.968	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	4.128	0	4.128
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	20.000	20.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	255	136	119
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	20.000	20.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	255	136	119
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	20.000	20.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	254	135	119
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2009	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	50.000	50.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	81	223	-142
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2009	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	50.000	50.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	89	224	-135
S	CCTE	54.750	IV TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	21.000	21.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS PASIVOS CIRCULANTES	27	6	21
S	CCTE	150.000	IV TRIMESTRE 2010	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. Y CUENTAS POR PAGAR	150.000	150.000	OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	2.930	-1	-2.929
S	CCTE	70.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	20.000	20.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	3.914	-7	-3.907
S	CCTE	70.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	20.000	20.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	3.908	-6	-3.902
S	CCTE	80.000	III TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	20.000	20.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	4.382	-7	-4.375
ZERO COST COLLAR	CCTE	50.000	IV TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	50.000	50.000	OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	688	0	-688
ZERO COST COLLAR	CCTE	50.000	IV TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	50.000	50.000	OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	558	0	-558
ZERO COST COLLAR	CCTE	50.000	IV TRIMESTRE 2013	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	50.000	50.000	OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	706	0	-706
F	CCTE	20.000	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	722	0	-722
F	CCTE	20.000	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	416	0	-416
F	CCTE	65.000	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	142	0	-142
F	CCTE	20.000	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	46	0	-46
F	CCTE	65.000	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	598	0	-598

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	1 TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	187	0	-187
F	CCTE	65.000	1 TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	25	0	25
F	CCTE	20.000	1 TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	5	0	5
F	CCTE	65.000	1 TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	86	0	86
F	CCTE	20.000	1 TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	21	0	21
ZERO COST COLLAR	CCTE	31.851	1 TRIMESTRE 2008	WTI	-	EXISTENCIAS	30.514	30.514	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	704	0	-704
ZERO COST COLLAR	CCTE	34.186	1 TRIMESTRE 2008	WTI	-	EXISTENCIAS	33.633	33.633	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	120	0	-120
ZERO COST COLLAR	CCTE	31.094	1 TRIMESTRE 2008	WTI	-	EXISTENCIAS	37.801	37.801	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	0	0	0
ZERO COST COLLAR	CCTE	63.861	1 TRIMESTRE 2008	WTI	-	EXISTENCIAS	84.950	84.950	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	2.715	0	-2.715
ZERO COST COLLAR	CCTE	63.818	1 TRIMESTRE 2008	WTI	-	EXISTENCIAS	70.603	70.603	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	2.505	0	-2.505
ZERO COST COLLAR	CCTE	80.568	1 TRIMESTRE 2008	WTI	-	EXISTENCIAS	97.595	97.595	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	4.909	0	-4.909
ZERO COST COLLAR	CCTE	69.272	1 TRIMESTRE 2008	WTI	-	EXISTENCIAS	80.011	80.011	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	3.488	0	-3.488
ZERO COST COLLAR	CCTE	55.900	1 TRIMESTRE 2008	WTI	-	EXISTENCIAS	30.788	30.788	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	2.486	0	-2.486
ZERO COST COLLAR	CCTE	71.463	1 TRIMESTRE 2008	WTI	-	EXISTENCIAS	86.194	86.194	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	3.276	0	-3.276
ZERO COST COLLAR	CCTE	28.346	1 TRIMESTRE 2008	WTI	-	EXISTENCIAS	32.633	32.633	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	719	0	-719
ZERO COST COLLAR	CCTE	71.791	1 TRIMESTRE 2008	WTI	-	EXISTENCIAS	96.045	96.045	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	2.044	0	-2.044
ZERO COST COLLAR	CCTE	29.379	1 TRIMESTRE 2008	WTI	-	EXISTENCIAS	33.482	33.482	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	1.099	0	-1.099
ZERO COST COLLAR	CCTE	77.984	1 TRIMESTRE 2008	WTI	-	EXISTENCIAS	87.292	87.292	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	189	0	189

26. Contingencias y Restricciones

a. Juicios:

a.1) De la Matriz.

Actualmente la Empresa mantiene 17 juicios laborales por un monto aproximado de MUS\$5.004 (11 de estos juicios por cuantía indeterminada), este monto incluye MUS\$336 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 y Fiscalía de ENAP estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa.

La empresa ha sido demandada en 1 juicio 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\$25.358. En dicha causa se encuentra pendiente vista y fallo de recurso de casación en la forma y apelación interpuestos por la demandante ante la Corte de Apelaciones de Santiago, luego de que en primera instancia se rechazaran las acciones deducidas por la demandante, 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 y Fiscalía de ENAP estiman 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 2 juicios civiles por supuesto incumplimiento de contrato (uno en demanda directa y el segundo en demanda reconvenzional), por un monto aproximado de MUS\$3.363. En dichos juicios se dictó sentencia definitiva de primera instancia que rechaza en todo las acciones deducidas. Pendiente vista y fallo de apelación deducida por demandante, en un caso y por ambas partes, en el segundo. No se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la Administración y Fiscalía de ENAP estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa.

La empresa ha sido demandada en 2 juicios, uno precario de cuantía indeterminada y el otro de prescripción de acción hipotecaria y demás obligaciones, por una cuantía ascendente a MUS\$13. No se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la Administración y Fiscalía de ENAP estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa.

La Empresa ha sido demandada ante el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia por la empresa Micom S.A., por supuestas prácticas discriminatorias y por atentados contra la libre competencia. No se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la Administración y Fiscalía de ENAP estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa.

ENAP es parte en un litigio en el que demanda el cumplimiento forzado del contrato, relacionado con la venta de algunos activos de su filial Petro Servicio Corp. S.A. a Missano Inc. Al 31 de diciembre de 2007 el saldo por cobrar asciende a MUS\$1.000. Por este concepto no se ha constituido provisión, dado que la Administración y Fiscalía de ENAP estiman que su pérdida es poco probable, por cuanto con fecha 22 de enero de 2008, se ve y alega causa en recurso de casación interpuesto por ENAP ante la I. Corte Suprema, a fin de que se ordene el pago de intereses. Fallo queda en acuerdo.

Se mantiene juicio relativo a constitución y ejercicio de servidumbres del oleoducto Concón - 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.

Como consecuencia del incidente de derrame de petróleo en la Bahía de San Vicente, ocurrido el 25 de mayo de 2007, en el terminal B de la Refinería Bío Bío, perteneciente a Enap Refinerías S.A., se han notificado a ENAP, en los meses de diciembre 2007 y enero 2008, vía exhorto, dos demandas (roles 4-2007; 17-2007) por indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual. Estas demandas se ventilan ante ministros de la I. Corte de Apelaciones de Concepción, las cuales se encuentran pendientes de acumulación de autos y posterior contestación de la demanda, en la cual ENAP alegará falta de legitimación pasiva fundada en que el ducto e instalaciones implicadas en el

26. Contingencias y Restricciones

derrame son de propiedad de Enap Refinerías S.A..

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

La filial Enap Refinerías S.A. mantiene los siguientes juicios u otras acciones legales, que en opinión de la administración en ningún caso, representan individualmente o en su conjunto una contingencia de pérdida de valores significativos para la sociedad.

Demandada por juicios laborales: 27 causas, de los cuales 14 de ellos corresponden a responsabilidad subsidiaria y/o solidaria por una cuantía ascendente a MUS\$1.184 (6 de ellas indeterminadas); 3 por simulación ascendente a MUS\$923 (1 de ellas indeterminada); 9 por indemnización por accidente del trabajo ascendente a MUS\$1.017 y 1 por nulidad del despido y despido injustificado por MUS\$20.

Demandada por juicios civiles: 5 causas, una por indemnización de perjuicios por derrame ascendente a MUS\$4.146, respecto del cual existen seguros comprometidos; una por indemnización por perjuicios por muerte por una cuantía de MUS\$967; una por indemnización de perjuicios contractuales por MUS\$141 y una indeterminada por fuero maternal.

Demandante por juicio criminal: 1 causa ascendente a MUS\$383.

Reclamante por juicio tributario: Responsabilidad tributaria por Empresa Almacenadora de Combustibles S.A. (EMALCO), sociedad fusionada con Enap Refinerías S.A., por diferencias afectas a tasa de 35% como gasto rechazado ascendente a MUS\$122.

Otras contingencias de la filial Enap Refinerías S.A. (ERSA).

El 25 de Mayo de 2007, se produjo un derrame de petróleo crudo en la Bahía de San Vicente, VIII Región, durante la descarga de petróleo de la nave "New Constellation" al Terminal B de la Refinería Bío Bío, perteneciente a Enap Refinerías S.A..

Como consecuencia del siniestro se han notificado, al 31 de diciembre de 2007, 11 demandas por indemnización de perjuicios en contra de ERSa, cuya cuantía asciende a un equivalente de MUS\$85.168. Las demandas, salvo la del Consejo de Defensa del Estado, son de pescadores y recolectores de algas y mariscos; los procesos respectivos roles 4, 6, 7, 25, 28, 33, 37, 38 y 39, todos del año 2007, se ventilan conforme al procedimiento establecido en el DL. 2.222 ante ministros de la I. Corte de Apelación de Concepción. Hay dos causas en los Juzgados de Letras de Talcahuano, una iniciada por la I. Municipalidad de Talcahuano Rol 3020, cuya cuantía es indeterminada y otra demanda civil indemnizatoria interpuesta por algunos dueños de restaurantes de Caleta Lengua, Rol 2099.

El valor de MUS\$85.168 se descompone, aproximadamente, en un 17% por concepto de daño moral, un 14% por daño emergente, un 40% por lucro cesante o pérdidas de gananciales y un 28% por daño ecológico.

La empresa ha calificado a estos juicios como hechos no esenciales, porque cuenta con argumentos jurídicos y antecedentes suficientes para estimar, razonablemente, que enervará las acciones judiciales deducidas en su contra, mediante la demostración de la existencia de los siguientes hechos: a) Falta de legitimación activa de parte importante de los demandantes; b) Atribución al siniestro de efectos ecológicos inexistentes por parte de los actores; c) Inexactitud respecto de la causa del incidente invocada por los actores; d) Falta de relación de causalidad entre los daños invocados y el incidente: tal como lo señalan diversos estudios, la contaminación denunciada por los demandantes es previa al incidente; e) Exclusión legal de una parte importante de los daños invocados por los demandantes: el régimen jurídico aplicable (Ley de Navegación) sólo contempla como posibles objeto de indemnización el lucro cesante y las medidas razonables de restauración del medio ambiente y f) Falta de consistencia entre la magnitud de las cantidades demandadas y la significación o tamaño económico de las actividades supuestamente afectadas, pues se arguye que los daños totales ascienden a un equivalente aproximado de 85 millones de dólares, respecto de una industria económica cuyos ingresos anuales no exceden los 500 mil dólares.

En relación con los juicios cabe consignar que la I. Corte de Concepción por sentencia de 14.11.07, confirmada por la E. Corte Suprema el 18.12.07 rechazó

26. Contingencias y Restricciones

todos los recursos de protección interpuestos en contra de ERSA con motivo del siniestro, dejando constancia que "no puede achacarse a las recurridas la comisión de un acto u omisión arbitraria, vale decir, producto de su solo querer o mero capricho, ya que según se ha explicitado, consta que las líneas o ductos submarinos eran supervisados y controlados previos a operar en labores de trasvasije..." y "... que el supuesto escenario de ausencia de medidas concretas de frente a la emergencia ambiental que han dejado entrever los recurrentes, no es tal... tanto es así que la línea o ducto fracturado fue reemplazado y por ello fue autorizada su operación...", considerando éste que debe relacionarse con el undécimo, en que la I. Corte da por cumplido por la empresa el "Plan de Contingencia para el Control de Derrames de Hidrocarburos, LPG y Productos Químicos".

ERSA cuenta con seguros de responsabilidad civil que han sido activados y que cubrirían esta eventual contingencia.

Al mejor entender de la administración la eventual contingencia podría corresponder a una posible multa o sanción pecuniaria impuesta por la autoridad competente, la cual por su carácter sancionatorio no se encuentra cubierta por seguro alguno, pero de ser así en ningún caso su monto modificaría en forma significativa la situación patrimonial que la empresa exhibe en sus estados financieros.

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

a.3).1 Juicios de Enap Sipetrol S.A. (Matriz)

Juicio ordinario laboral ante el 9° Juzgado Laboral de Santiago, Rol N°2142-2006. Se demanda indemnización por años de servicios y otras prestaciones por M\$35.000 (MUS\$70,4) aproximadamente. Se dictó sentencia en primera instancia que reconoció la postura y monto ofrecido por la Sociedad en el finiquito de M\$5.000 (MUS\$10,1) aproximadamente y rechazó el resto demandado. La demandante apeló ante la Corte de Apelaciones de Santiago y Fiscalía prevé que la sentencia será confirmada en los términos expuestos. En consecuencia, no se estima necesario hacer provisión alguna.

a.3).2 De Enap Sipetrol Argentina S.A.

- Proceso de determinación de impuestos adeudados (IVA)

La Sociedad Enap Sipetrol Argentina S.A. ha sido notificada por la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), de un proceso de determinación de oficio del Impuesto al Valor Agregado (IVA) por los siguientes períodos fiscales:

Período fiscal observado	Monto MUS\$	Fecha de oficio	Fecha recurso de apelación
Oct 1997 a dicbre de 1998	640,4	27 de diciembre 2002	20 de febrero de 2003
Junio a diciembre de 1999	33,6	27 de diciembre 2004	21 de febrero de 2005
Enero a diciembre de 2000	58,7	28 de diciembre 2005	17 de febrero de 2006
Enero a diciembre de 2001	152,6	16 de diciembre 2006	14 de febrero de 2007
Enero 2002 a dicbre 2004	1.264,3	18 de diciembre 2007	13 de febrero de 2008 (pendiente de presentación)

Como la anterior, la Unión Transitoria de Empresas, UTE Area Magallanes (Enap Sipetrol Argentina S.A. y -YPF S.A.- Unión Transitoria de Empresas) también ha sido notificada por la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) del proceso de determinación de oficio del Impuesto al Valor Agregado (IVA), por los siguientes períodos fiscales:

Período fiscal observado	Monto MUS\$	Fecha de oficio	Fecha recurso de apelación
Junio a diciembre de 1999	477,3	27 de diciembre 2004	21 de febrero de 2005
Enero a diciembre de 2000	1.903,8	28 de diciembre 2005	17 de febrero de 2006
Enero a diciembre de 2001	651,9	16 de febrero 2006	14 de febrero de 2007
Enero 2002 a dicbre 2004	1.119,7	20 de diciembre 2007	15 de febrero de 2008 (pendiente de presentación)

Asimismo, la Unión Transitoria de Empresas CAM 2/A Sur (Sipetrol Argentina S.A. - YPF S.A.- Unión Transitoria de Empresas CAM 2/A Sur) ha sido notificada por la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) de un proceso de determinación de oficio del Impuesto al Valor Agregado (IVA), por el período

26. Contingencias y Restricciones

fiscal de enero del 2003 a diciembre de 2004. El ajuste propuesto no fue aceptado por Enap Sipetrol Argentina S.A., motivo por el cual con fecha 27 de julio de 2007, se inició el proceso de determinación de oficio, el cual fue contestado por Enap Sipetrol Argentina S.A. con fecha 10 de septiembre de 2007.

Estos procesos de determinación de IVA discuten la interpretación que, la Ley del Gravamen, han hecho todas las empresas petroleras operadoras en Argentina en cuanto a no aplicar IVA respecto de la construcción de plataformas en el mar territorial argentino. Dicho espacio marítimo no resulta territorio aduanero y por ende, no se configuraría el hecho imponible definido en la dicha ley como "importación definitiva de bienes". La AFIP ha sostenido lo contrario en ciertos Decretos del Poder Ejecutivo Nacional, Resoluciones y Dictámenes emitidos, lo cual refleja la amplitud de la labor interpretativa que se viene aplicando a la industria petrolera en ese país.

De acuerdo a lo señalado por los asesores legales y tributarios, la Sociedad considera que existen altas probabilidades de obtener una resolución favorable sobre estas contingencias en cuanto a desvirtuar el fondo de la cuestión discutida y no se ha constituido provisión para tal efecto dado que la administración y fiscalía estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la empresa.

a.3).3 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 Servicio de Rentas Internas (SRI) inició a todos los socios una fiscalización. En el caso de SIPEC se levantó un acta que fue parcialmente aceptada por SIPEC, lo cual implicó un pago adicional de aproximadamente MUS\$36,0. Sin embargo, todos los socios del Bloque 7, incluido SIPEC, presentaron reclamo administrativo en contra de las actas. El SRI, desconociendo el contrato del Bloque 7, pretende que para determinar el ingreso bruto sujeto a impuesto a la renta, se debía hacer una comparación mensual entre los precios de venta de crudo con el precio de referencia que es aquel fijado por PETROECUADOR para sus propias ventas. El operador del bloque 7 hizo comparaciones anuales y el resultado de ello arrojó un ingreso mayor que fue distribuido entre los socios, para que cada uno haga su declaración de impuesto a la renta.

El SRI negó el reclamo y eso obligó a SIPEC a iniciar un juicio la Segunda Sala del Tribunal Fiscal, juicio N°23652. Actualmente se han presentado las pruebas correspondientes. Adicionalmente, SIPEC solicitó la realización de una inspección contable. El informe ha sido presentado ante el tribunal el 27 de julio de 2006.

Este litigio presenta una potencial contingencia de MUS\$ 96,0 más intereses. Considerando lo imprevisible del resultado de cualquier litigio, la empresa no está en condiciones de hacer un pronóstico preciso de este juicio y no se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la administración y fiscalía estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la empresa.

- Juicio laboral en contra de las subcontratistas URAZUL, ARB, SAE y a SIPEC como contratante, en el que reclama indemnizaciones por el valor de MUS\$ 170,0 que según el actor incluye indemnización por despido intempestivo, desahucio, 15% utilidades de los años 2003, 2004, 2005, 2006 y 2007 y pago de horas suplementarias. SIPEC considera que no tiene ninguna obligación contractual con el demandante.

- Juicio laboral en contra de SIPEC, en el que reclama indemnizaciones por el valor de MUS\$ 33,6, que según el actor incluye indemnización y 15% utilidades del año 2006. SIPEC considera que no tiene ninguna obligación contractual con el demandante.

Considerando lo imprevisible del resultado de cualquier litigio, la empresa no está en condiciones de hacer un pronóstico preciso para estos juicios y no se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la administración y fiscalía estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la empresa.

- En el mes de febrero de 2002, SIPEC vendió sus derechos en el Bloque 7 y 21. El SRI inició una auditoria de los bloque 7 y 21. En este caso en particular, el

26. Contingencias y Restricciones

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.

Un acta de determinación fue notificada a PERENCO (actual operador) en diciembre de 2006. PERENCO demandó ante el Tribunal Fiscal la improcedencia del acta de determinación. Se incluyeron los argumentos sobre gastos propios de SIPEC.

Considerando lo imprevisible del resultado de la contingencia descrita, la empresa no está en condiciones de hacer un pronóstico preciso del resultado de ésta y no se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la administración y fiscalía estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la empresa.

a.3).4 Egipto

Apelación en juicio por rescisión de contrato de arrendamiento, devolución de oficinas y cobro de rentas ante Corte de Apelaciones de El Cairo por sentencia dictada en causa N°379/2006. Se demanda a la compañía el pago de 90 millones de libras egipcias, que ascienden a MUS\$15,0. Si bien la empresa no está en condiciones de hacer un pronóstico del resultado del juicio, no se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la administración y fiscalía estiman que es improbable que se condene al pago de la suma demandada y por tanto, se genere algún egreso significativo para la empresa.

b. Garantías Directas - Ver planilla adjunta.

c. Garantías Indirectas - Ver planilla adjunta.

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

d. Compromisos Comerciales:

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

(1) PETROPOWER

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

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

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

26. Contingencias y Restricciones

Sociedad paga una tarifa neta anual de operación de la planta por un monto de US\$4,7 millones. 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.

(3) INNERGY HOLDING S.A.

ENAP se ha comprometido a aportar del orden de los US\$38,25 millones como participación en el capital de la coligada Innergy Holding S.A., de los cuales ya se encuentran enterados al 31 de diciembre de 2007 US\$36,85 millones.

Innergy Holding S.A. y sus filiales presentan una situación patrimonial, resultado operacional y del ejercicio, negativos. Al respecto los accionistas se encuentran estudiando nuevas alternativas de negocios que permitan asegurar la continuidad operacional de la compañía.

(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 hidrot ratamiento de diesel en la refinería Aconcagua. Para llevar a cabo el suministro, AGA construyó una planta en terrenos de la refinería entregados en comodato por el plazo contractual del suministro. Al vencimiento del contrato, no hay obligación de compra alguna sobre las instalaciones de producción de hidrógeno, ni sobre la renovación del contrato de suministro. El pago anual estimado para el inicio del suministro es de US\$21,8 millones, el que sufrirá un escalamiento de acuerdo a la evolución de los precios de los insumos utilizados, entre los cuales se cuenta principalmente el gas natural.

(7) PRODISA

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 Bío Bío. Existe un Contrato de Servicios de Procesamiento entre Prodisa y Enap Refinerías S.A. por un período de 15 años de operación. Después de este período, Enap Refinerías S.A. adquirirá la planta a su valor residual, bajo lo cual la Sociedad paga una tarifa neta anual de operación de la planta por un monto de US\$13,3 millones. 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.

26. Contingencias y Restricciones

(8) ENERGIA CONCON S.A.

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

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

Esta planta esta siendo construida por el consorcio formado por una Unión Temporal de Empresas (UTE) conformado por Foster Wheeler Iberia, Initec Plantas Industriales y Man Ferrostaal y la empresa chilena Construcción e Ingeniería FIM Chile Ltda., la cual iniciará sus operaciones durante el primer semestre del año 2008.

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

(9) GNL QUINTERO S.A.

ENAP garantiza en forma solidaria las obligaciones de pago contraídas por GNL Quintero S.A. a prorrata de la participación accionaria de ENAP en dicha sociedad (20%), bajo los contratos de ingeniería ("Engineering Contract"), suministro de equipos y materiales ("Procurement Contract") y construcción ("Construction Contract") firmados con CB&I UK Limited, con Southern Tropic Material Supply Company Limited y con CBI Montajes de Chile Limitada, respectivamente, con fecha 30 de abril de 2007 para la construcción del proyecto GNL. La garantía asciende a un monto mensual máximo de US\$ 26,15 millones.

(10) GNL CHILE S.A.

Con fecha 31 de mayo de 2007, la filial Enap Refinerías S.A. suscribió un contrato de compraventa de gas natural con la sociedad GNL Chile S.A. que le permitirá garantizar la seguridad de suministro necesario para la operación de su Refinería Aconcagua en la comuna de Concón.

Dicho contrato es un contrato bajo la modalidad "delivery or pay" por un período de 21 años y por una cantidad contractual anual máxima de gas natural equivalente a un tercio de 1.7 millones de toneladas por año de GNL, lo que significa para Enap Refinerías S.A. un suministro de 2.2 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Se estima que el inicio del suministro de gas natural tenga lugar durante el segundo trimestre de 2009. ENAP garantiza las obligaciones contraídas por su filial Enap Refinerías S.A. bajo el contrato de compraventa de gas natural.

La referida compraventa es parte de un conjunto de contratos comerciales del Proyecto GNL, cuyo cierre definitivo tuvo lugar el 31 de mayo de 2007. Dicho proyecto tiene por objeto la compra de gas natural licuado (GNL) proveniente del exterior, su almacenamiento y regasificación en la Planta de Regasificación que se ubicará en las comunas de Quintero y Puchuncaví de la V Región del país y suministro de gas natural a la zona central del país.

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

e) Restricciones:

e.1) La Matriz

En el mes de noviembre de 2007 fueron levantadas las restricciones estipuladas

26. Contingencias y Restricciones

como covenants en los préstamos sindicados.

Al 31 de diciembre de 2007, la Empresa y sus filiales no mantienen restricciones y cumplimientos de covenants con sus bancos acreedores y bonos con el público.

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

La legislación aplicable a esta Sociedad exige que el 5% de las utilidades del ejercicio deban ser destinadas 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:

f.1) De Enap Sipetrol Argentina S.A.

f.1).1 Sumario Cambiario - Banco Central de la República Argentina

El Banco Central de la República Argentina (BCRA), ha imputado violaciones a 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.

Con fecha 21 de septiembre de 2007, el BCRA notificó a la Sociedad del cierre del período probatorio y la Sociedad presentó los alegatos sobre la prueba.

De acuerdo a la opinión de los 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.

f.1).2 Aplicación de Derechos de Exportación Sobre Area Aduanera Especial.

Con fecha 10 de octubre de 2006, el Ministerio de Economía y Producción argentino, mediante Resolución N° 776, estableció que debía aplicarse el derecho de exportación creado por la Ley N° 25.561 y sus normas complementarias a las exportaciones de gas, petróleo y sus derivados, que se realicen desde el Área Aduanera Especial de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártica e Islas del Atlántico Sur. Asimismo, instruyó a la Dirección General de Aduanas para que aplique las alícuotas correspondientes a las exportaciones de petróleo crudo, gas y sus derivados. Como consecuencia, la Dirección General de Aduanas en Nota Externa N°56/06, de fecha 18 de octubre de 2006, instruyó a la Aduana para que formulara cargos por dicho concepto a las empresas exportadoras de mercaderías incluidas en determinadas posiciones arancelarias, a partir de la entrada en vigencia de los Decretos números 310/02, 809/02 y 645/04 y sus normas complementarias, según corresponda.

Con fecha 16 de noviembre de 2006, Enap Sipetrol Argentina S.A. presentó ante el Ministerio de Economía y Producción, un Reclamo Impropio contra la Resolución N° 776 del Ministerio de Economía y Producción y la Nota Externa N° 56 de la Dirección General de Aduanas, solicitando se decrete la suspensión de las medidas cuestionadas y oportunamente se revoquen las mismas.

No obstante, el Reclamo Impropio interpuesto por la Sociedad, con posterioridad al mismo, con fecha 16 de enero de 2007, fue publicada en el Boletín Oficial la Ley N° 26.217 por la cual se prorroga la vigencia del derecho de exportación de hidrocarburos creado por el art. 6 de la Ley N025.561, aclarándose que dichos derechos también resultan de aplicación para las exportaciones que se realicen desde el área aduanera especial creada por la Ley N019.640. Cabe señalar que los preceptos de la nueva normativa tornaron abstractos los argumentos esgrimidos en el Reclamo Impropio. Sin embargo, la Sociedad ha insistido en su aplicación.

Según estimaciones de la Sociedad, un eventual reclamo retroactivo sobre las operaciones de exportación realizadas desde el año 2002, alcanzaría aproximadamente MU\$5.800 al 31 de diciembre de 2006.

Dado lo descrito precedentemente, el marco legal y la ausencia de un reclamo específico al cierre de los presentes estados financieros, la Sociedad no ha

26. Contingencias y Restricciones

considerado necesario contabilizar provisión al respecto.

f.1).3 Mediante Resolución N° 1781/2006, la Secretaría de Energía argentina notificó a Enap Sipetrol Argentina S.A. la aplicación de una multa a la empresa titular de la Concesión de Explotación Hidrocarburífera del Área Magallanes, YPF S.A., por incumplimiento de las obligaciones emergentes de los Artículos 31 y 69 inc. a) y d) de la Ley 17.319 y las Resoluciones N° 105/92, 189/80, 24/04 y 342/93.

La Sociedad y sus filiales, sus directores o administradores, no han recibido sanciones algunas por parte de entidades reguladoras y/o administrativas.

f.2) De Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A. (SIPEC)

f.2).1 Reclamo contra el Servicio de Rentas Internas (SRI) por impuesto a la renta 2001.

En el mes de febrero de 2002, SIPEC vendió sus derechos en el Bloque 7 y 21. 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.

Un acta de determinación fue notificada a PERENCO (actual operador) en diciembre de 2006. PERENCO demando ante el Tribunal Fiscal la improcedencia del acta de determinación. Se incluyeron los argumentos sobre gastos propios de SIPEC.

Considerando la imprevisibilidad del resultado de la contingencia descrita, la empresa no esta en condiciones de hacer un pronóstico preciso del resultado de ésta y no se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la administración y fiscalía estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la empresa.

f.2).2 Auditoría Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

Al año 2006, la Dirección Nacional de Hidrocarburos, inició un proceso de auditoría especial a las inversiones, costos y gastos de la Sucursal en el Ecuador por los años 2002, 2003 y 2004. Esta auditoría 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

	Totales	7.087

SIPEC ha presentado sus objeciones ante el Director Nacional de Hidrocarburos, quien las ha negado. Ante esta negativa, se presentarán las objeciones ante el Ministro de Energía y Minas siendo ésta la última instancia administrativa. De la decisión del Ministro, se podrá apelar al Tribunal de lo Contencioso Administrativo.

Cabe señalar que el Ministerio de Energía y Minas no puede imponer correctivos tributarios, por lo que sus informes y conclusiones serán referenciales para cualquier acción que inicie el Servicio de Rentas Internas (SRI). A la fecha, el SRI no ha iniciado ningún proceso de determinación por los conceptos mencionados anteriormente. No se ha constituido provisión para el efecto, dado que la administración y fiscalía estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la empresa.

f.2).3 Auditoría Dirección Nacional de Hidrocarburos ejercicio 2005

En 2007, la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH), inició un proceso de auditoria especial a las inversiones costos y gastos de Operación y Tasa de Servicios de la Sucursal de Enap Sipetrol S.A., por el año 2005.

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

26. Contingencias y Restricciones

Concepto	MUS\$
Exceso de gastos financieros por intereses	1.743
Exceso de registro del Impuesto Renta	191
Exceso de cálculo de las amortizaciones de producción	959
Licencia software Petrel	61

Totales	2.954

SIPEC ha presentado sus objeciones ante la DNH, 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 correcciones tributarias, 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.

Considerando la imprevisibilidad del resultado de la contingencia descrita, la empresa no está en condiciones de hacer un pronóstico preciso del resultado de ésta y no se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la administración y fiscalía estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la empresa.

f.2).4 Pago auditorías Dirección Nacional de Hidrocarburos

La Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) ha enviado comunicaciones a SIPEC reclamando pago de MUS\$60,0 por año por concepto de auditorías. Está pendiente definición del tema, ya que SIPEC considera no aplicables tales valores para los contratos de MDC y PBH.

Considerando la imprevisibilidad del resultado de la contingencia descrita, la empresa no está en condiciones de hacer un pronóstico preciso del resultado de ésta y no se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la administración y fiscalía estiman que es improbable que se genere algún egreso significativo para la empresa.

f.2).5 Reclamo Municipio de Quito, Impuesto 1,5 por mil de los activos totales.

El Municipio de Quito ha iniciado procesos de determinación del impuesto del 1,5 por mil a los activos totales por los años 2004 = US\$20.900; 2005 = US\$56.729 y 2006 = US\$124.019. Las ordenes de determinación no fueron oportunamente notificadas a SIPEC se han presentado excepciones a los juicios coactivos. Se encuentra en proceso la respuesta de la administración, impugnando el reclamo del Municipio de Quito por no corresponder, dado que la totalidad del impuesto ya ha sido pagado en las Municipalidades de Orellana y Joya de los Sachas, donde se encuentran los principales activos y la producción. Para el caso del Municipio de Quito no corresponde, ya que sólo se encuentran nuestras oficinas administrativas.

Vista la debilidad de los argumentos expuestos por el Municipio de Quito, nuestros asesores legales en el Ecuador ven una alta probabilidad de obtener una absolución para la empresa, en este proceso de determinación de impuesto.

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

26. Contingencias y Restricciones
b. Garantías directas Empresa Nacional del Petróleo

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha 31 de diciembre			Liberación de garantías		
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2007	2006	2008	Activos	2009 y siguientes	Activos
Dirección Regional de Vialidad, Región de Magallanes y Antártica Chilena.	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantiza la Correcta ejecución de las obras "Proyecto Paralelismo", en Punta Arenas, con vencimiento en noviembre de 2008 por UF 4.202.	Boleta de Garantía Bancaria							MUS\$166	
Dirección Regional de Vialidad, Región de Magallanes y Antártica Chilena.	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantiza la Correcta aplicación de señalización en las obras "Proyecto Paralelismo", en Punta Arenas, con vencimiento en noviembre de 2008 por UF 1.142.	Boleta de Garantía Bancaria							MUS\$45	
Dirección Regional de Vialidad, Región de Magallanes y Antártica Chilena.	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantiza Daños a terceros en las obras "Contrucción Acceso Ruta CH 255" en Punta Arenas, vencimiento en noviembre de 2008 por UF 2.000.	Boleta de Garantía Bancaria							MUS\$79	
Dirección Regional de Vialidad, Región de Magallanes y Antártica Chilena.	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantiza la Correcta aplicación de la señalización de las obras "Contrucción Acceso Ruta CH 255" en Punta Arenas, vencimiento en noviembre de 2008 por UF 50.	Boleta de Garantía Bancaria							MUS\$2	
Dirección General de Aeronautica Civil	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantiza concesión en "Aeropuerto Mataveri" en Isla de Pascua", con vencimiento el 31 de diciembre de 2008 por UF 1.452.	Boleta de Garantía Bancaria							MUS\$57	

26. Contingencias y Restricciones

b. Garantías Directas Filiales

Acreedor de la Garantía	Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de diciembre	Liberación de garantías				
			Tipo	Valor Contable		2006	2007	Activos	2008 y siguientes	Activos
					2007					

Enap Refinerías S.A.

Chilquinta Energía S.A.	Con fecha 2 de junio de 2005, la Sociedad ha otorgado a Chilquinta Energía S.A., boleta de garantía en moneda extranjera, ascendente a MUS\$ 11.000, luego ampliada en MUS\$534 y MUS\$279, todas válidas hasta el 30 de abril de 2008, para garantizar 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 de abril de 2005.	Boleta de Garantía Bancaria							MUS\$11.813	
Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante	Garantiza el costo de retiro de las obras o construcciones adheridas al suelo concesionado, cuyo pago se encuentre pendiente, conforme al Art. 19 del Reglamento sobre Concesiones Marítimas; válida hasta el 24 de abril de 2008 por M\$ 37.500.	Boleta de Garantía Bancaria							MUS\$75	
Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante	Garantiza el costo de retiro de las obras o construcciones adheridas al suelo concesionado, conforme a D.S.(M) N° 297 de 2007, válida hasta el 15 de septiembre de 2008 por M\$197.500.	Boleta de Garantía Bancaria							MUS\$397	
Cataleasco Inc sede Illinois-USA	Garantiza la compra de platino - catalizador VOPR-264, con Cataleasco inc sede Illinois-USA, válida hasta el 30 de septiembre de 2008 por MUS\$8.316.	Carta de Crédito							MUS\$8.316	
CODELCO	Garantiza la seriedad de la oferta N°3 LIC-003/2007, con CODELCO, válida hasta el 6 de marzo de 2008 por UF 9.375.	Carta de Crédito							MUS\$370	

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

26. Contingencias y Restricciones

c. Garantías indirectas Empresa Nacional del Petróleo

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de diciembre		Liberación de garantías				
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2007	2006	2008	Activos	2009 y siguientes	Activos	
Société Générale	Compañía de Hidrogeno del Bio Bio S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Compañía de Hidrogeno del Bio Bio S.A. de propiedad de ENAP Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2015	Prenda comercial de acciones	50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bio Bio S.A.	MUS\$518						(*)	50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bio Bio S.A.
Energía Concón S.A. (ENERCON)	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. (ENERCON)	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	155.377 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$4.730						(*)	155.377 acciones de Energía Concón S.A.
Chicago Bridge & Iron Company	GNL Quintero S.A.	Coligada	Garantiza las obligaciones de pago contraídas por GNL Quintero S.A. a prorrata de la participación accionaria de la ENAP en dicha sociedad, bajo los contratos de ingeniería, suministro de equipos y materiales y construcción ("Engineering Contract", "Procurement Contract" y "Construction Contract") firmados el 30 de abril 2007 para la construcción del proyecto GNL, hasta por un monto mensual máximo ascendente a US\$ 26,15 millones.	Solidaria								(*)	

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

26. Contingencias y Restricciones

c. Garantías indirectas Enap Refinerías S.A.

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de diciembre		Liberación de garantías			
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2007	2006	2008	Activos	2009 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, asciente a MUS\$20.921 cuya vigencia es hasta el año 2012 .	Prenda comercial de acciones	3.160 acciones de Petrosul S.A.	MUS\$4.060					(*)	3.160 acciones de Petrosul S.A.
Banco KfW	Eteres y Alcoholes S.A. (Etalsa)	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, ascendente a MUS\$30.500, cuya vigencia es hasta el año 2012.	Prenda comercial de acciones	2.087 acciones de Etalsa	MUS\$2.554					(*)	2.087 acciones de Etalsa
Banco BNP Paribas	Productora de Diesel S.A. (Prodisa)	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, ascendente a MUS\$110.451 cuya vigencia es hasta el año 2016.	Prenda comercial de acciones	7.769.953 acciones de Prodisa	MUS\$3.849					(*)	7.769.953 acciones de Prodisa
Banco BNP Paribas	Energía Concón S.A. (ENERCON)	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	279.679 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$8.514					(*)	279.679 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\$518					(*)	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 Sipetrol S.A.

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de diciembre		Liberación de garantías				
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2007	2006	2008	Activos	2009 y siguientes	Activos	
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\$8.500							
Petroecuador			Garantía Seriedad de la oferta por licitación de Campos Marginales en Ecuador (MUS\$25), con vencimiento el 25 de enero de 2008	Stand By	Indirecta	MUS\$25			MUS\$25				
EGAS			Garantía por compromiso mínimo exploratorio por el Bloque 2 - Romanna en Egipto, con vencimiento el 30 de diciembre de 2010	Stand By	Indirecta	MUS\$10.000						MUS\$10.000	
EGAS			Garantía por compromiso mínimo exploratorio por el Bloque 8 - Side ABD El Rahaman en Egipto, con vencimiento el 15 de febrero de 2011	Stand By	Indirecta	MUS\$11.700						MUS\$11.700	

27. Cauciones obtenidas de terceros

Al 31 de diciembre de 2007, ENAP ha recibido boletas en garantías de proveedores o contratista para garantizar el cumplimiento de los contratos de prestación de servicios y construcciones, por un importe total de MUS\$10.893.

Metrogas S.A., emitió dos boletas en garantías en favor de ENAP por un importe de MUS\$ 6.237, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones financieras adquiridas por Metrogas S.A., como accionista de la sociedad GNL Quintero S.A.

Enap Sipetrol S.A. ha recibido de los distintos proveedores y contratistas, una serie de garantías por un importe total de aproximadamente MUS\$711.

28. Moneda Nacional y Extranjera

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos cuya reajustabilidad se encuentra expresada en dólares estadounidenses al 31 de diciembre de 2007 y 2006, se presentan en cuadros adjuntos.

28. Moneda Nacional y Extranjera Activos

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		31/12/2007	31/12/2006
Activos Circulantes			
DISPONIBLE	DÓLARES	11.739	8.736
-	\$ NO REAJUSTABL	85.240	44.262
-	\$ ARGENTINOS	0	1.704
DEPOSITO A PLAZO	DÓLARES	18.858	13.658
-	\$ ARGENTINOS	0	675
VALORES NEGOCIABLES	\$ REAJUSTABLES	17.119	16.915
DEUDORES POR VENTA	\$ NO REAJUSTABL	849.036	528.226
-	DÓLARES	128.037	139.261
DEUDORES VARIOS	DÓLARES	38.074	29.782
-	\$ NO REAJUSTABL	60.539	29.174
-	\$ REAJUSTABLES	1.247	0
-	UF	28	0
DOCTOS Y CTAS POR COBRAR EMP. RELACIONADAS	DÓLARES	100.709	20.003
-	\$ NO REAJUSTABL	1.097	413
EXISTENCIA	DÓLARES	1.577.983	860.859
-	\$ REAJUSTABLES	10.590	0
IMPUESTOS POR RECUPERAR	DÓLARES	104.859	39.808
-	\$ NO REAJUSTABL	50.234	20.491
-	\$ REAJUSTABLES	151.426	51.118
-	\$ ARGENTINOS	0	77
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	DÓLARES	22.189	20.299
-	\$ NO REAJUSTABL	180	175
-	\$ ARGENTINOS	0	98
IMPUESTOS DIFERIDOS	DÓLARES	0	9.366
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	DÓLARES	73.806	30.232
-	\$ NO REAJUSTABL	3.449	9.735
-	UF	916	573
Activos Fijos			
ACTIVO FIJO NETO	DÓLARES	1.805.426	1.666.590
Otros Activos			
INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	102.822	84.495
-	\$ REAJUSTABLES	271	0
INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES	DÓLARES	61.442	61.442
-	\$ REAJUSTABLES	8	7
MENOR VALOR INVERSIONES	DÓLARES	4.582	3.462
DOCTOS Y CTAS POR COBRAR EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	14.655	11.518
IMPUESTOS DIFERIDOS	DÓLARES	16.581	15.950
DEUDORES LARGO PLAZO	DÓLARES	1.410	408
-	\$ REAJUSTABLES	25.840	23.485
OTROS	DÓLARES	96.654	56.023
-	\$ REAJUSTABLES	0	2.194
-	UF	3.435	2.719
-	\$ ARGENTINOS	0	2
-	\$ NO REAJUSTABL	0	1.070
Total Activos			
-	DÓLARES	4.179.826	3.071.892
-	\$ NO REAJUSTABL	1.049.775	633.546
-	\$ ARGENTINOS	0	2.556
-	\$ REAJUSTABLES	206.501	93.719
-	UF	4.379	3.292

28. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos Circulantes

RUBRO	MONEDA	HASTA 90 DÍAS				90 DÍAS A 1 AÑO			
		31/12/2007		31/12/2006		31/12/2007		31/12/2006	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
OBLIGACIONES CON BCOS E INTS FINANC. C/P	DÓLARES	0	-	0	-	0	-	0	-
OBLIGACIONES CON BCOS E INTS. FINANC L/P PORCION C/P	DÓLARES	9.426	5,74%	5.725	5,42%	16.133	5,73%	17.733	-
-	UF	0	-	0	-	0	-	0	-
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO	DÓLARES	2.161	4,87%	7.645	5,81%	2.525	4,87%	0	-
-	UF	0	-	0	3,7%	1.397	-	0	-
OBLIGACIONES LARGO PLAZO CON VENC DENTRO DE UN AÑO	UF	533	5,70%	307	7,70%	997	3,7%	952	-
CUENTAS POR PAGAR	DÓLARES	2.260.292	5,83%	828.391	-	125.319	-	0	-
-	\$ NO REAJUSTABL	84.600	-	28.643	-	0	-	0	-
ACREEDORES VARIOS	\$ NO REAJUSTABL	5.540	-	1.649	-	0	-	0	-
-	DÓLARES	926	-	12.554	-	75	-	0	-
DOCTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMR. RELACIONADAS	DÓLARES	949	5,96%	331	-	0	-	0	-
-	DÓLARES	721	-	0	-	0	-	1.459	16,11%
-	DÓLARES	1.403	16,11%	0	-	363	16,11%	673	7,58%
-	DÓLARES	601	7,58%	0	-	136	7,58%	905	10,01%
-	DÓLARES	760	10,01%	0	-	220	10,01%	2.042	6,43%
-	DÓLARES	1.715	4,27%	0	-	496	6,43%	6.835	4,27%
-	\$ NO REAJUSTABL	0	-	750	-	0	-	0	-
PROVISIONES	DÓLARES	12.628	-	11.607	-	5.880	-	0	-
-	\$ NO REAJUSTABL	15.333	-	39.315	-	3.172	-	0	-
-	\$ ARGENTINO	0	-	25	-	0	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	21.302	-	2.866	-	0	-	0	-
RETENCIONES	DÓLARES	7.326	-	9.008	-	0	-	0	-
-	\$ NO REAJUSTABL	35.628	-	11.911	-	0	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	305	-	21.324	-	0	-	0	-
IMPUESTO RENTA	DÓLARES	0	-	91.276	-	0	-	0	-
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	DÓLARES	32.974	-	30.670	-	0	-	0	-
DOCUMENTOS POR PAGAR	DÓLARES	145.221	5,16%	258.256	5,68%	0	-	187.779	5,56%
CUENTA POR PAGAR	\$ ARGENTINO	0	-	85	-	0	-	0	-
INGRESOS PERCIBIDOS POR ADELANTADO	\$ NO REAJUSTABL	71	-	149	-	0	-	0	-
RETENCIONES	\$ ARGENTINO	0	-	90	-	0	-	0	-
DOCTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMP. RELACIONADAS	DÓLARES	6.026	4,27%	0	-	4.287	-	0	-
OBLIGACIONES CON BACO E INST. FINANCIERAS C/P	\$ NO REAJUSTABL	0	-	0	-	40.529	-	0	-
IMPUESTOS DIFERIDOS	DÓLARES	0	-	0	-	4.973	-	0	-
Total Pasivos Circulantes	DÓLARES	2.483.129	-	1.255.463	-	160.407	-	217.426	-
-	UF	533	-	307	-	2.394	-	952	-
-	\$ NO REAJUSTABL	141.172	-	82.417	-	43.701	-	0	-

Rut : 92604000 - 6
 Período : 01-01-2007 al 31-12-2007
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 2 de 2
 FECHA
 IMPRESIÓN: 27-02-2008

28. Moneda Nacional y Extranjera Pasivos Circulantes

RUBRO	MONEDA	HASTA 90 DÍAS				90 DÍAS A 1 AÑO			
		31/12/2007		31/12/2006		31/12/2007		31/12/2006	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
-	\$ ARGENTINO	0	-	200	-	0	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	21.607	-	24.190	-	0	-	0	-

28. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos largo plazo período actual 31/12/2007

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 INST. FINANCIERAS	DÓLARES	0	-	100.000	5,48%	270.000	5,48%	0	-
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO LARGO PLAZO	DÓLARES	0	-	290.000	6,75%	150.000	4,875%	0	-
-	UF	0	-	128.346	4,25%	0	-	0	-
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	DÓLARES	649	LIBOR 180 + 1,5%	433	LIBOR 180 + 1,5%	1.082	LIBOR 180+1,5%	1.281	LIBOR 180 + 1,5%
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	5.501	5,70%	3.858	5,70%	8.167	5,70%	0	-
DOCTOS Y CTAS POR PAGAR EMP RELAC	DÓLARES	7.896	16,11%	3.210	16,11%	17.901	16,11%	0	-
-	DÓLARES	1.980	7,58%	1.810	7,58%	4.959	7,58%	3.192	7,58%
-	DÓLARES	2.532	10,01%	2.340	10,01%	6.210	10,01%	4.218	10,01%
-	DÓLARES	5.396	6,43%	5.433	6,43%	15.925	6,43%	11.757	6,43%
-	DÓLARES	19.748	4,27%	21.677	4,27%	48.808	4,27%	12.710	4,27%
PROVISIONES LARGO PLAZO	DÓLARES	126.359	-	0	-	0	-	78.868	-
-	\$ REAJUSTABL	12.994	-	11.392	-	42.749	-	88.014	-
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	DÓLARES	79.549	-	142	-	285	-	0	-
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	\$ NO REAJUSTABL	329	-	0	-	0	-	0	-
Total Pasivos a Largo Plazo									
-	DÓLARES	244.109	-	425.045	-	515.170	-	112.026	-
-	UF	5.501	-	132.204	-	8.167	-	0	-
-	\$ REAJUSTABL	12.994	-	11.392	-	42.749	-	88.014	-
-	\$ NO REAJUSTABL	329	-	0	-	0	-	0	-

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

RUBRO	MONEDA	1 A 3 AÑOS		3 A 5 AÑOS		5 A 10 AÑOS		MÁS DE 10 AÑOS	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
OBLIGACIONES CON BANCOS E INTS. FINANCEIRAS	DÓLARES	21.000	5,78%	50.000	5,54%	320.000	5,58%	0	-
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO LARGO PLAZO	DÓLARES	0	-	0	-	440.000	5,81%	0	-
-	UF	0	-	0	-	111.935	4,25%	0	-
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	DÓLARES	649	LIBOR 180 + 1,5%	432	LIBOR 180 + 1,5%	1.082	LIBOR 180 +1,5%	1.499	LIBOR 180 +1,5%
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	3.414	3,70%	2.276	3,70%	5.690	3,70%	3.414	-
-	UF	375	7,70%	443	7,70%	680	7,70%	0	-
DOCTOS Y TCAS POR PAGAR EMP. RELACIONADA L/P	DÓLARES	4.406	-	0	-	0	-	0	-
-	DÓLARES	4.998	16,11%	4.998	16,11%	7.787	16,11%	8.269	16,11%
-	DÓLARES	1.884	7,58%	1.732	7,58%	4.158	7,58%	4.904	7,58%
-	DÓLARES	2.422	10,01%	2.256	10,01%	5.284	10,01%	6.319	10,01%
-	DÓLARES	5.138	6,43%	5.100	6,43%	15.336	6,43%	15.148	6,43%
-	DÓLARES	18.714	4,27%	20.560	4,27%	57.098	4,27%	15.516	4,27%
-	DÓLARES	0	-	0	-	0	-	0	-
PROVISIONES LARGO PLAZO	DÓLARES	590	-	60	-	167.628	-	17.867	-
-	\$ REAJUSTABLES	6.451	-	10.812	-	40.526	-	78.018	-
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	DÓLARES	42.895	-	142	-	356	-	0	-
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	135	-	0	-	0	-	0	-
Total Pasivos a Largo Plazo									
-	DÓLARES	102.696	-	85.280	-	1.018.729	-	69.522	-
-	UF	3.924	-	2.719	-	118.305	-	3.414	-
-	\$ REAJUSTABLES	6.451	-	10.812	-	40.526	-	78.018	-

29. Sanciones

En los años terminado al 31 de diciembre 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

La filial Enap Sipetrol S.A., con fecha 21 de Enero, recibió ofertas por la venta del Bloque North Bahariya en Egipto. De acuerdo a los montos ofertados y las condiciones exigidas por cada una de las compañías la filial Enap Sipetrol S.A. procedió a realizar una clasificación para ser presentada a Directorio, la que considera no sólo el monto ofrecido sino también, condiciones de pago, aceptación de garantías, presentación de certificado de financiamiento y requerimiento de auditorias tanto técnicas como financieras.

El Directorio aprobó la negociación exclusiva con el mejor oferente y la firma del SPA en un plazo breve para posteriormente proceder a la firma de los instrumentos legales necesarios para materializar la transferencia.

Con fecha 16 y 24 de enero de 2008, Enap Sipetrol Argentina S.A. acordó con el BBVA Banco Francés S.A. dos préstamos (prefinanciación de exportaciones) por MUS\$5.000 y MUS\$6.000, pagaderos a 180 días con tasa fija anual de 6,45% y 6,00%, respectivamente. Adicionalmente, con fecha 25 de enero de 2008, Enap Sipetrol Argentina S.A. acordó otro préstamo por el mismo concepto con el ABN AMRO BANK NV por MUS\$10.000, pagaderos a 180 días con una tasa variable de LIBOR + 1,25%.

Entre el 1 de enero de 2008 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 año terminado al 31 de diciembre 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\$
Proyectos de impacto ambiental, mitigaciones y monitoreo de compromisos ambientales.	3.103
Aprobación Ambiental de Proyectos del SEIA y estudios específicos asociados.	249
Sistema de tratamiento y disposición de efluentes líquidos	780
Sistema de manejo y tratamiento residuos sólidos	35
Sistema para mitigación de incidentes ambientales	22
Otros gastos proyectos medioambientales	89
Totales	<u>4.278</u>

Enap Sipetrol S.A.

	2007 MUS\$
Inversiones medioambientales relacionadas con proyectos	1.052
Gasto operativo de unidad gestión ambiental	495
Gastos medio ambientales unidades operativas	985
Totales	<u>2.532</u>

31. Medio Ambiente	Desembolsos
---------------------------	-------------

ENAP REFINERIAS S.A.

	2007 MUS\$
a) Inversiones relacionadas con proyectos:	
Producción Diesel bajo azufre	20.902
Nueva Unidad de Alquilación	709
Patio almacenamiento residuos sólidos y productos químicos	173
Mejora Sistema Tratamiento de Aguas Aceite	2.091
Desulfur. Gasolina de cracking	22.006
Mitigación impacto ambiental por operación	1.452
Mitigación de ruidos	389
Disminución generación de slop	515
Disminución de emisión de riles	239
Disminución de material particulado	195
Control de emisiones	97
Subtotal	<u>48.768</u>
b) Gastos operativos Unidad Medio Ambiental:	
Unidad Medio Ambiente	3.569
Disposición residuos y otros similares	1.747
Subtotal	<u>5.316</u>
c) Gastos medio ambientales unidades operativas:	
Planta de azufre	3.818
Planta Desulfurización de Gasolina	3.283
Planta Desulfurización de Diesel	2.082
Planta de ácido	557
Striper de aguas ácidas (SWS)	675
Tratamientos efluentes	609
Subtotal	<u>11.024</u>
TOTAL	<u><u>65.108</u></u>

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

La filial Enap Sipetrol S.A. tiene 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
North Bahariya	Egipto	NORPETCO (Joint Venture Company)	(e) 50,00	50,00
El Diyur	Egipto	DIPETCO (Joint Venture Company)	(f) -	41,00
East Rast Qattara	Egipto	Petroshahd (Joint Venture Company)	(g) 50,50	-
Paraíso, Biguno, Huachito	Ecuador	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador	(h) -	-
Mauro, Davalos, Cordero	Ecuador	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador	(h) -	-

(a) Area Magallanes

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.

(b) Campamento Central - Cañadón Perdido

En diciembre de 2000, Enap Sipetrol S.A. firmó con YPF S.A. un acuerdo a través del cual este último cede y transfiere a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 50% de la concesión que YPF S.A. es titular para la explotación de hidrocarburos sobre las áreas denominadas Campamento Central - Cañadón Perdido, correspondiente al área de la Cuenca Golfo San Jorge Campamento Central Cañadón Perdido, en la provincia de Chubut, Argentina, que se rige por la Ley N024.145 y sus normas complementarias y reglamentarias. Siendo YPF S.A. quien realiza las labores de operador.

(c) Pampa el Castillo

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.

(d) Cam 2A Sur

En 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), ubicada en las Provincias de Tierra del Fuego.

(e) North Bahariya

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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 International S.A., IPR e INA.

En sesión de Directorio N° 214 de fecha 28 de agosto de 2007, se autorizó iniciar proceso de venta del proyecto North Bahariya.

Con fecha octubre de 2007 se inició el proceso de oferta del activo en el mercado. En caso de obtenerse una propuesta favorable se procederá a vender el total de la participación de Sipetrol International S.A. en este Bloque. A la fecha de los estados financieros nos encontramos en la etapa de búsqueda de inversionista y recepción de oferta. Esta inversión se encuentra clasificada dentro del activo circulante en Activos para la venta. A la fecha de emisión la filial Enap Sipetrol S.A. recibió ofertas por la venta de este bloque (ver Nota 30).

(f) El Diyur

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 International S.A. e IPR.

En junio de 2007, Sipetrol International S.A. dio inicio a un proceso de venta de su participación en este bloque. En septiembre de 2007, se suscribió Sale and Purchase Agreement con el socio Apache para la adquisición del total de participación de Sipetrol International S.A. (41%). Con fecha 1 de diciembre de 2007, el Ministro del Petróleo de Egipto suscribió la escritura de cesión de la participación de Sipetrol International S.A. en favor de Apache, con lo que dio por autorizada la cesión y, en consecuencia, cerrada la transferencia.

(g) East Rast Qattara

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 Western Desert, la filial Sipetrol Internacional S.A., en conjunto con la empresa australiana Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el bloque East Rast Qattara.

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

En diciembre de 2007, se reclasificó el proyecto de exploración a explotación dado que se dio inicio a este último proceso.

(h) Paraíso, Biguno, Huachito y Mauro, Davalos, Cordero

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 las 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	33,33
CAM 1	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	(a) 33,33	33,33
La Invernada	Argentina	Wintershall Energía S.A.	(b) 50,00	50,00
East Rast Qattara	Egipto	Sipetrol International S.A.	-	50,50
Bloque 2 - Romana	Egipto	Sipetrol International S.A.	(c) 40,00	40,00
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	Egipto	Edison International SPA	(d) 30,00	30,00
Bloque Mehr	Irán	OMV (Irán) Onshore Exploration Gmg	(e) 33,00	33,00

(a) CAM 3 y CAM 1

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 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).

Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF han conformado una Unión Transitoria de Empresas (UTE), destinada a realizar exploraciones de hidrocarburos en esta área y proceder a su explotación comercial en caso de que las exploraciones sean exitosas.

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.

Con fecha 26 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, cuya participación es de un 33,33% de cada una de las partes, encontrándose en etapa de negociaciones. ENARSA, como titular del área CAM 1 (en adelante E2), aporta este bloque y Enap Sipetrol Argentina S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3. Formalmente Enap Sipetrol y Repsol YPF revirtieron el bloque CAM-3 a la Secretaría de Energía para su posterior adjudicación por parte de ésta al nuevo consorcio.

En el marco del convenio celebrado entre ENARSA, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. para la exploración, desarrollo y eventual exploración conjunta de la nueva área E2, la Secretaría de Energía aceptó transferir a ENARSA el área CAM-3 la cual junto con la ex área CAM-1 integra la mencionada área E2 objeto del convenio. Asimismo, la Secretaría de Energía aceptó compensar las inversiones pendientes comprometidas en el área CAM-3 con el compromiso de

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

perforar un segundo pozo de exploración dentro de la nueva área E2.

Cabe mencionar que actualmente las partes se encuentran negociando un Contrato de Unión Transitoria de Empresas para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el área E2 a fin de regular los derechos y obligaciones entre Enap Sipetrol Argentina S.A., YPF S.A. y ENARSA en su calidad de socios y copartícipes en la exploración y explotación del área E2, conforme lo acordado básicamente con el Convenio de Asociación.

(b) La Invernada

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) Bloque 2 - Romana

Enap Sipetrol a través de su filial Sipetrol International 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 International S.A. con una participación de 40% en el consorcio conformado con 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.

Con fecha 18 de septiembre de 2007 se firmó el Concession Agreement por el bloque comenzando así la etapa de exploración

(d) Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman

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.

Con fecha 18 de septiembre de 2007 se firmó el Concession Agreement por el bloque, comenzando así la etapa de exploración.

El bloque está 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.

(e) Bloque Mehr

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

Con fecha 30 de junio 2007, la NIOC declaró la comercialidad del Bloque.

Actualmente la empresa está en búsqueda de una compañía interesada en adquirir nuestra participación en el Bloque Mehr.

HECHOS RELEVANTES

Con fecha 11 de enero de 2008 de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 68 de la Ley N°18.045 del Mercado de Valores, se informa la designación de don Santiago González Larraín, como Ministro de Minería el día 8 de enero de 2008, en virtud de lo dispuesto en el artículo tercero de la Ley N°9.618, que crea la Empresa Nacional del Petróleo, el señor González Larraín tiene, a partir de esa fecha, la calidad de Presidente del Directorio de esta Empresa, en reemplazo de la señora Karen Poniachik Pollak.

Con fecha 10 de enero de 2008 ENAP recibió un oficio del Ministerio de Hacienda, a través del cual se autorizó algunas medidas de orden financiero, como una señal de apoyo del Estado de Chile a ENAP, las medidas fueron las siguientes:

a. Suspender temporalmente la política de traspasos del 100% de los dividendos anuales de las filiales a ENAP, para el ejercicio financiero 2006 y 2007.

b. Suspender transitoriamente, por el período 2007, la política de traspaso de utilidades de ENAP al Fisco. Al mismo tiempo, dejar sin efecto, transitoriamente para dicho año, el traspaso de utilidades a todo evento, para completar el 14% de rentabilidad sobre el patrimonio con utilidades retenidas de períodos anteriores.

c. En relación con los traspasos al Fisco programados para diciembre de 2007 de MUS\$45.356 se acepta la propuesta de suspender dicho traspaso. Además, a fin de evitar el endeudamiento de la empresa, se acepta la petición de compensar dichos recursos con el saldo FEPC a su favor, el cual alcanza a MUS\$38.044,2 al 30 de junio de 2007, para lo cual se dictará el decreto respectivo a principios del año 2008, de acuerdo a las normas legales vigentes al respecto.

Además, se autoriza la capitalización de utilidades por MUS\$5.200 para el financiamiento del Gasoducto Pecket-Esperanza, lo que había sido acogido previamente mediante Ord. N°915 de 03.10.2007 del Ministerio de Hacienda, en atención a su rentabilidad social.

La diferencia, esto es MUS\$ 2.111,8 se mantendrá como saldo a favor del Fisco.

En virtud de lo dispuesto en los artículos 9 y 10 inciso 2 de la ley N°18.045 de Mercado de Valores y debidamente facultado, informo a ustedes que con fecha 27 de septiembre de 2007, la clasificadora de riesgo internacional Moddy's confirmó el rating de moneda extranjera de Empresa Nacional del Petróleo en A2 y cambio la perspectiva de riesgo (Outlook) de estable a negativa, señalando que ello reflejaba la preocupación de Moddy's con respecto a los relativamente bajos niveles de rentabilidad de la compañía y al incremento del endeudamiento.

En parte del informe, conforme a traducción libre efectuada por ENAP, Moddy's señala que históricamente ENAP ha sido capaz de generar márgenes operacionales más altos que sus pares de la Costa del Golfo de Estados Unidos, en parte debido a que contaba con importaciones de gas natural y petróleo crudo desde Argentina. El informe indica además que sin embargo, recientemente la empresa ha enfrentado márgenes operacionales más bajos en relación a sus pares, a pesar del robusto escenario en el mercado global de refinación del último par de años, debido a que Argentina ha reducido al mínimo sus exportaciones de gas natural y petróleo crudo a Chile, y ciertas tarifas de importación se han reducido (las relativas a Costa del Golfo). Plantea Moddy's que como resultado, ENAP ha experimentado aumentos en sus costos asociados a un incremento en los niveles de importación de diesel desde la Costa del Golfo y de petróleo crudo desde el Oeste de África, que la compañía no ha podido traspasar a los usuarios finales

Moddy's señala que la confirmación del rating refleja los esfuerzo que la Administración de ENAP está realizando para incrementar los niveles de rentabilidad de ENAP y además de una visión relativamente sana respecto al sector refinador en el corto plazo. Los planes de inversión de capital de ENAP que incluyen esfuerzos para incrementar su capacidad de destilación y de conversión de crudo y mejorar la oferta de gas natural de Chile, deberían permitir a la empresa reducir sus necesidades de importación de diesel y procesar mayores cantidades de crudos más pesados y más baratos provenientes de Latinoamérica

Con fecha 1 de junio de 2007, mediante carta N°1194, se informó que con fecha 31 de mayo de 2007, se efectuó el cierre de los acuerdos definitivos del proyecto GNL a través de la suscripción de todos los contratos comerciales necesarios para su

HECHOS RELEVANTES

completa ejecución, entre los cuales se destaca el contrato de suministro de Gas Natural Licuado (GNL), el contrato relativo al uso de la Planta de Regasificación de GNL, los contratos de compra venta de gas natural suscrito por los offtakers y los pactos de accionistas de las sociedades a través de las cuales se ejecutará el proyecto.

El Proyecto GNL tiene por objeto la compra de gas natural licuado (GNL) proveniente del exterior, su almacenamiento y regasificación en la Planta de Regasificación que se ubicará en las comunas de Quintero y Puchuncaví de la V Región de país y el suministro de gas natural a la zona central del país. Dicho proyecto, contribuirá en forma significativa a la diversificación de la matriz energética de Chile, complementando las fuentes energéticas actualmente existentes. Específicamente respecto de ENAP, el citado proyecto permitirá garantizar la seguridad de suministro de gas natural necesario para la operación de la Refinería Aconcagua de propiedad de su filial Enap Refinerías S.A.

Enap participa en el citado Proyecto bajo las siguientes calidades principales:

i) Accionista de la sociedad denominada "GNL Quintero S.A." con un 20% de participación en el respectivo capital social. Dicha entidad construirá y operará el terminal de regasificación y su respectivo muelle que se ubicará en la bahía de Quintero, V Región. Los restantes accionistas en dicha sociedad son las siguientes tres empresas: Endesa (20%), Metrogas (20%) e Inversiones BG (Chile) Limitada (40%), esta última filial de BG Group ("BG").

ii) Accionista de la sociedad denominada "GNL Chile S.A.", con un tercio de participación en el respectivo capital social. Dicha entidad tiene por objeto adquirir el GNL, contratar su regasificación con la sociedad dueña del terminal y comercializar el producto regasificado. En esta sociedad, ENAP participa junto a Endesa y Metrogas, correspondiéndole a cada uno de los accionistas un tercio de la participación en el capital social. BG tiene la opción de incorporarse como accionista de GNL Chile S.A. en la medida que adquiera la calidad de comprador de gas natural

iii) Garante de determinadas obligaciones contraídas por su filial Enap Refinerías S.A. en el contrato de compraventa de gas natural celebrado con GNL Chile S.A. y garante de determinadas obligaciones contraídas por GNL Quintero S.A. bajo los contratos de ingeniería, construcción y suministro de materiales y equipos (contratos EPC) celebrados con la empresa contratista CB&I y sus filiales.

Considerando el costo de los citados contratos EPC y los demás costos del proyecto, se estima que la inversión total en el proyecto GNL relativa a la construcción y puesta en marcha de la planta de regasificación y el respectivo muelle podría alcanzar hasta los US\$ 940 millones correspondiendo a ENAP., en su calidad de accionista de la sociedad GNL Quintero S.A., un 20% de dicha inversión. El proyecto se encuentra estructurado de manera tal de obtener en el más breve plazo un financiamiento bancario bajo modalidad de project finance. Para este último efecto, se procedió a la contratación del banco HSBC como asesor financiero.

El contrato de compraventa de gas natural que permitirá garantizar la seguridad de suministro necesario para la operación de la Refinería Aconcagua, es un contrato bajo la modalidad "delivery or pay" por un periodo de 21 años y por una cantidad contractual anual máxima de gas natural equivalente a un tercio de 1.7 millones de toneladas por año de GNL, lo que significa un suministro para Refinería Aconcagua de 2,2 millones de metros cúbicos de gas por día. Se estima que el inicio del suministro de gas natural tenga lugar durante el segundo trimestre del 2009.

El terminal de regasificación tendrá una capacidad inicial de producción en base continua de 10 millones de metros cúbicos de gas natural por día, pudiendo llegar hasta 15 millones de gas natural por día. La capacidad total de almacenamiento de la planta será de 334.000 metros cúbicos de GNL (equivalentes a 206 millones de metros cúbicos de gas), obtenidos con dos estanques de 160.000 metros cúbicos cada uno y un estanque de 14.000 metros cúbicos, los que entrarán en operaciones secuencialmente. El muelle tendrá una longitud de 1.600 metros y permitirá recibir barcos de GNL de hasta 180.000 metros cúbicos de capacidad.

Con fecha, 1 de junio de 2007, mediante carta N°1016, la filial Enap Refinerías S.A. informó que con fecha 31 de mayo de 2007, Enap Refinerías S.A., suscribió un contrato de compraventa de gas natural con la sociedad GNL Chile S.A., que le permitirá garantizar la seguridad de suministro necesario para la operación de su Refinería Aconcagua.

HECHOS RELEVANTES

Dicho contrato es un contrato bajo la modalidad "delivery or pay" por un período de 21 años y por una cantidad contractual anual máxima de gas natural equivalente a un tercio de 1.7 millones de toneladas por año de GNL, lo que significa para Enap Refinerías S.A. un suministro de 2,2 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Se estima que el inicio del suministro de gas natural tenga lugar el segundo trimestre de 2009. Las obligaciones contraídas por Enap Refinerías S.A. bajo el contrato de compraventa de gas natural, han sido garantizadas por su matriz Empresa Nacional del Petróleo.

La referida compraventa es parte de un conjunto de contratos comerciales del Proyecto GNL, cuyo cierre definitivo tuvo lugar el día 31 de mayo de 2007. Dicho proyecto tiene por objeto la compra de gas natural licuado (GNL) proveniente del exterior, su almacenamiento y regasificación en la Planta de Regasificación que se ubicará en las comunas de Quintero y Puchuncaví de la V Región del país y suministro de gas natural a la zona central de país. La Empresa Nacional del Petróleo participa en dicho proyecto en calidad de accionistas de la sociedad GNL Quintero S.A., entidad que tiene a su cargo la construcción y operación del terminal de regasificación de GNL, y en calidad de accionista de la sociedad GNL Chile S.A., entidad que tiene por objeto adquirir el GNL, contratar su regasificación con la sociedad dueña del terminal y comercializar el producto regasificado.

Con fecha 1 de febrero de 2007, mediante carta N°33223, la filial Enap Refinerías S.A., comunicó que el Directorio de la Sociedad en Sesión celebrada el 31 de enero de 2007, acordó lo siguiente:

Designar como Gerente General de Enap Refinerías S.A. a don Sergio Arévalo Espinoza, en reemplazo de don Carlos Cabezas Faúndez, quien asume las funciones de Gerente de Operaciones, Refinería y Logística, de cuyo cargo dependerá el área de producción de los establecimientos de Refinación y Departamento de Almacenamiento y Oleoductos.

ANÁLISIS RAZONADO

ANÁLISIS RAZONADO EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO Y FILIALES

A continuación se analizan los estados financieros consolidados de Empresa Nacional del Petróleo y filiales correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2007 explicando las principales variaciones ocurridas respecto a igual período del año anterior.

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

	31/12/2007	31/12/2006
	MMUS\$	MMUS\$
Activo Circulante	3.307,4	1.875,6
Activo Fijo Neto	1.805,4	1.666,6
Otros Activos	327,7	262,8
Total Activos	5.440,5	3.805,0

	31/12/2007	31/12/2006
	MMUS\$	MMUS\$
Pasivo Circulante	2.852,9	1.325,5
Pasivo Largo Plazo	1.597,7	1.540,4
Total Pasivo Exigible	4.450,6	2.865,9
Interés Minoritario	0,3	0,2
Patrimonio	989,6	938,9
Total Pasivos y Patrimonio	5.440,5	3.805,0

Activos

Los activos totales a diciembre 2007 respecto a igual período del año anterior se incrementaron en US\$1.635,5 millones, lo que representa un aumento de 43,0%. Este crecimiento se explica fundamentalmente por el alza de los activos circulantes, los cuales subieron en US\$1.431,8 millones, es decir, un 76,3%.

El incremento en los activos circulantes es resultado principalmente del aumento en US\$728 millones (84,5%) en las existencias, que pasaron de US\$861 millones en 2006 a US\$1.589 millones en 2007, lo cual es producto de un mayor volumen de compras y stocks, particularmente diesel, comercializado por ENAP en el año 2007 como resultado de la crisis energética del país, y del importante aumento en los precios promedio internacionales de los hidrocarburos entre un año y otro. El incremento de los activos circulantes también se debió a un aumento en los deudores por venta de US\$310 millones (46,4%), los que llegaron a US\$977 millones a diciembre de 2007, aumento que también se origina por el mayor volumen mensual requerido en el país de combustibles y en la escalada internacional de precios de los hidrocarburos en el 2007. Adicionalmente, los impuestos por recuperar se incrementaron en US\$196 millones (176,6%), lo que se explica principalmente por el mayor crédito del Fondo de Estabilización del Petróleo y por el Impuesto a la Renta por recuperar de Enap Refinerías S.A. (ERSA). Otra partida importante que explica este incremento en el nivel de activos circulantes, es el aumento de US\$ 82 en la partida documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas, lo cual también tiene su origen en el mayor nivel de actividades de la empresa durante el año 2007.

El aumento de los activos fijos en US\$139 millones se explica principalmente por mayores construcciones y obras de infraestructura (US\$251 millones) que representa un incremento de 6,2%, llegando a US\$4.315 millones en diciembre de 2007. Esta alza refleja la ejecución del plan de inversiones del año. Lo anterior fue parcialmente compensado por los US\$166 millones de mayor depreciación (5,9%).

Por otra parte, los otros activos se incrementaron en US\$65 millones (24,7%), llegando a US\$328 millones a diciembre de 2007. Este incremento se explica principalmente por un aumento en las inversiones en empresas relacionadas por US\$19 millones, como resultado del aumento patrimonial de las empresas, nuevos aportes y aumento de participación en las inversiones existentes.

Pasivos y Patrimonio

El total de pasivos exigibles se incrementó en US\$1.585 millones (55,3%) pasando a

ANÁLISIS RAZONADO

US\$4.451 millones en diciembre de 2007. Dicho aumento se explica principalmente por los mayores pasivos circulantes que aumentaron en US\$1.527 millones (115,2%).

El aumento en los pasivos circulantes por un monto total de US\$1.527 millones, tiene su origen principalmente en el incremento en las cuentas por pagar (US\$1.481 millones) y el aumento de los documentos por pagar (US\$94 millones). Este aumento se debe al incremento de las operaciones de la compañía y las mayores necesidades de capital de trabajo, como consecuencia de la mayor demanda generada por la crisis energética y el aumento en el precio de los hidrocarburos. Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución de impuesto a la renta (US\$91 millones) como resultado del pago de PPM efectuado por ERSa durante el año 2007 y que se refleja como impuesto por recuperar.

Los pasivos a largo plazo aumentaron en US\$57 millones, registrando un total de US\$1.598 millones a diciembre de 2007. Esta alza se explica principalmente por un aumento de las provisiones a largo plazo (US\$38 millones) como resultado de aumento en la provisión de indemnización por años de servicio de US\$17 millones, un aumento en la provisión de impuesto a la renta de US\$12 millones, al aumento de US\$7 millones de la provisión para cubrir gastos futuros de remediación medioambiental y aumento de US\$ 2 millones en otras provisiones.

En el año 2007, la deuda financiera de ENAP aumentó en un 2,7%, esta alza se debe a la valorización de los bonos emitidos en UF con vencimiento en octubre de 2012.

El patrimonio de la empresa en el año 2007 aumentó en US\$51 millones (5,4%), alcanzando a US\$990 millones a diciembre de 2007, producto básicamente de la utilidad neta obtenida en el año 2007 de US\$50 millones. En el año 2007 se efectuaron capitalizaciones por US\$56 millones incrementando la cuenta Capital Pagado.

INDICADORES DE LIQUIDEZ, ENDEUDAMIENTO Y ACTIVIDAD

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

	31/12/2007	31/12/2006
Liquidez		
Liquidez corriente	1,16	1,42
Razón ácida (1)	0,59	0,75
Endeudamiento		
Deuda Corto Plazo/Deuda Total (%)	64,1%	46,3%
Deuda Largo Plazo/Deuda Total (%)	35,9%	53,7%
Razón de endeudamiento	4,50	3,05
Cobertura gastos financieros (2)	3,53	4,49
Actividad		
Total Activos (MMUS\$)	5.440	3.805
Rotación de inventarios	7,13	8,64
Permanencia de inventarios	50,51	41,67

(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 disminuyó respecto a diciembre de 2006, pasando de 1,42 veces a 1,16 veces en diciembre de 2007, reflejando el mayor aumento de los pasivos circulantes para financiar el mayor nivel de actividad de ENAP, aumento de los niveles de inventarios y el aumento de los precios de los hidrocarburos en dicho período. Consecuentemente con lo anterior, la razón ácida, disminuyó al pasar de 0,75 en 2006 a 0,59 en 2007.

El índice de endeudamiento alcanzó a 4,50 veces en diciembre de 2007, relación superior a los 3,05 de diciembre 2006, debido principalmente al importante aumento de los pasivos circulantes (cuentas por pagar a proveedores), producto de las mayores necesidades de abastecimiento de combustibles para el país, como consecuencia de las necesidades de las generadoras termoeléctricas a raíz de la falta de gas natural proveniente desde Argentina.

En cuanto, a la exigibilidad del total de la deuda, ésta se presenta en un 64,1% en el corto plazo y un 35,9% en el largo plazo, producto del fuerte incremento en pasivos circulantes relacionados con financiamiento de capital de trabajo a raíz de

ANÁLISIS RAZONADO

las necesidades de mayores suministros de combustibles al país como consecuencia de la falta de gas natural. Si se considera sólo la deuda financiera, estos indicadores son notoriamente distintos, ya que a diciembre de 2007, un 81% de la deuda financiera es de largo plazo, y el 19% restante es de corto plazo.

La baja registrada en el índice de cobertura de gastos financieros, que pasó de 4,49 veces en diciembre de 2006 a 3,53 veces en igual fecha de 2007, se debe principalmente a que los gastos financieros se incrementaron en un 34,3% entre un período y otro, pasando de US\$108 millones en diciembre de 2006 a US\$145 millones en igual período de 2007, producto de las mayores necesidades de financiamiento de capital de trabajo.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS

	31/12/2007	31/12/2006
	MMUS\$	MMUS\$
Resultado Operacional	199,5	242,8
Gastos financieros	145,2	108,1
Resultado no Operacional	-62,1	-80,1
R.A.I.I.D.A.I.E	513,2	484,8
Utilidad después del 17% de impuestos	97,7	104,1
Utilidad después de impuestos	49,6	50,8
Rentabilidad	%	%
Rentabilidad del patrimonio promedio	5,15	5,47
Rentabilidad del activo promedio	1,07	1,36
Rentabilidad de activos operacionales *	5,19	8,06

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

Resultado Operacional

El resultado operacional consolidado muestra una reducción de un 17,8% entre diciembre de 2006 y diciembre de 2007 pasando de US\$242,8 millones en 2006 a US\$199,5 millones en 2007. Esta reducción de US\$43 millones del resultado operacional esta formado por un menor margen de explotación de US\$36 millones y el aumento en los gastos de administración y ventas por US\$7 millones. El aumento en el gasto de administración y ventas (8,7%) refleja principalmente el efecto de la revaluación del peso chileno respecto al dólar (6,7%).

El menor margen neto de explotación es consecuencia, principalmente, de menores ingresos por ventas de ENAP en Magallanes por transporte y tratamiento de gas para llevarlo hasta las plantas de Methanex en la XII Región, menores ingresos registrados por Sipetrol Argentina como consecuencia de la paralización de la producción de Area de Magallanes a raíz de trabajos de mantenimiento y al mejor margen de explotación obtenido por el negocio de refinación en el año 2007 que ascendió a US\$ 107 millones, a pesar de los mayores costos en que se debió incurrir durante este periodo, versus el margen de explotación registrado por este negocio en el año 2006 de US\$ 4 millones, como consecuencia del impacto que genero en resultados la importante baja de los precios de los productos refinados ocurrida durante los últimos meses de dicho año.

Durante el año 2007 el negocio de refinación de ENAP, se vio fuertemente afectado por mayores costos de refinación asociados a la falta de gas natural que ha debido ser reemplazado para el consumo interno de las refinerías por combustibles más caros (propano, butano diesel), mayores costos de importación de combustibles, especialmente diesel, para reemplazar la falta de gas natural, particularmente para la generación eléctrica. Estos mayores costos no han podido ser trasladados a público, lo que han generado la reducción de los márgenes de explotación del negocio.

Resultado No Operacional

El resultado no operacional, registro en el año 2007 una menor pérdida de US\$18 millones con respecto al del año 2006, pérdida que ascendió a US\$ 62 millones. Esta reducción en la pérdida no operacional de 22,5% es el resultado principalmente de mayores ingresos fuera de la explotación de US\$ 38 millones por recuperación de

ANÁLISIS RAZONADO

impuestos y venta de activos y un aumento positivo de la diferencia de cambio de US\$12 millones. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por un aumento de US\$37 millones en los gastos financieros relacionados directamente con el endeudamiento en el corto plazo de ENAP para cubrir sus necesidades de capital de trabajo.

Utilidad del Ejercicio

La utilidad a diciembre de 2007, descontado el impuesto a la renta de primera categoría (17%) alcanzó a los US\$98 millones, cifra que es inferior en un 6,2% a los US\$ 104 millones registrada a igual periodo del 2006. La utilidad neta, descontado el 40% de impuesto del D.L. 2.398, fue de US\$50 millones a diciembre de 2007, mientras que a igual periodo del 2006 esta fue de US\$ 51 millones.

Diferencia entre valores económicos y de libros de los activos

Al 31 de diciembre 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.

SITUACION DE MERCADO

Luego de una escalada casi continua a lo largo del año, el precio del petróleo crudo marcador internacional West Texas Intermediate (WTI) finalizó el cuarto trimestre y el año 2007 a la baja. Partiendo de un precio promedio de US\$54,1 por barril en enero, el precio subió hasta un promedio máximo de US\$94,7 por barril en noviembre, para caer a US\$91,4 por barril promedio en diciembre. El alza del precio entre enero y noviembre se interrumpió solamente en agosto, al estallar la crisis de las deudas hipotecarias "subprime" en el mercado financiero de Estados Unidos, pero la tendencia alcista se retomó en septiembre.

A pesar de que no hubo ningún evento geopolítico ni catástrofe natural que afectara significativamente la oferta de petróleo, el aumento casi continuo del precio durante el año se debió al sostenido aumento del consumo, derivado del rápido crecimiento de la economía mundial, que enteró en 2007 un periodo de cinco años de expansión sistemática, en el contexto de un débil crecimiento de la producción de petróleo. El consumo creció 1,1 millones de barriles por día mientras que la oferta sólo creció 0,3 millones de barriles por día, abasteciéndose la diferencia mediante la desacumulación de inventarios. Factor principal del bajo crecimiento de la oferta fue la decisión de la OPEP de reducir sus cuotas de producción por un total de 1,7 millones de barriles por día en dos etapas, a fines del año 2006. Si bien la baja efectiva de la producción de petróleo crudo de la OPEP fue de 0,3 millones de barriles por día, impactó fuertemente en el mercado debido al decepcionante crecimiento de la producción extra-OPEP, sólo 0,6 millones de barriles por día.

En diciembre, el precio bajó por segunda vez en el año, cuando el mismo alto nivel alcanzado el mes anterior provocó una corrección a la baja por el temor a que este nivel -más las repercusiones a nivel global de la crisis hipotecaria antes mencionada- desencadenaran una recesión mundial.

Al término del año 2007 el WTI registró un precio promedio de US\$72,2 por barril, mayor en 9% al de 2006 (US\$66,0 por barril).

A su vez, los precios internacionales de los productos subieron en parte por la tendencia alcista del precio del crudo, pero hubo además factores propios que les dieron un impulso adicional. A mediados del año se registraron numerosas fallas en refinerías de petróleo ubicadas en el medio oeste de Estados Unidos, las cuales llevaron la refinación al tope de su capacidad en el resto de ese país, justo en la temporada de máximo consumo de gasolina y diesel vehicular (verano boreal), mientras que una gran demanda de diesel por parte de Sudamérica en la misma época -debido a un invierno especialmente frío y seco en Argentina y Chile- se tradujo en un factor alcista adicional en los precios de los productos, al captar parte de los excedentes del Caribe, Europa y Asia que podrían haber aliviado la situación en Estados Unidos. A partir de fines del tercer trimestre de 2007, y ya pasado el verano en el hemisferio norte, los márgenes de refinación bajaron, debido a la menor presión del mercado observada para la gasolina en Estados Unidos y para el diesel en Sudamérica.

ANÁLISIS RAZONADO

En 2007, los precios promedio de los principales productos en la costa del Golfo de México fueron de US\$86,4 por barril para las gasolinas y de US\$89,1 por barril para el diesel, comparado con promedios de US\$77,6 y US\$81,6 por barril, registrados en 2006.

FLUJOS DE EFECTIVO

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

	31/12/2007	31/12/2006
	MMUS\$	MMUS\$
Flujo neto originado por actividad de la operación	549,2	195,5
Flujo neto originado por actividades de financiamiento	4,8	-34,5
Flujo neto originado por actividades de inversión	-506,9	-223,1
Flujo neto del período	47,0	6,9

El flujo final neto del período de US\$47 millones, se explica principalmente por el flujo neto generado por las actividades de la operación por US\$549 millones, más el flujo originado por actividades de financiamiento por US\$5 millones. Estos flujos positivos fueron sólo parcialmente compensados por el flujo negativo originado por actividades de inversión por US\$507 millones., los cuales principalmente se utilizaron en la incorporación de activos fijos y en otros prestamos a empresas relacionadas.

Los montos más significativos de los flujos generados por actividades de la operación corresponden a los rubros recaudación de deudores por venta por US\$10.278 millones, lo cual se netea con pago a proveedores por US\$7.917 millones y menores montos de IVA y otros similares por US\$1.504 millones.

El flujo positivo de financiamiento se explica principalmente por la obtención de préstamos por US\$131 millones que fue compensada por el pago de préstamos por US\$126 millones.

ANALISIS DE RIESGO DE MERCADO

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos y en las siguientes etapas de la cadena productiva, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo. De estas actividades, una parte substancial de las operaciones corresponde a la refinación y comercialización de sus productos en Chile, liderando el abastecimiento del mercado nacional con una participación de aproximadamente un 80% del mercado, 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, Perú, Ecuador, Turquía, y Angola, contando las refinerías con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima. En cuanto al origen de las importaciones de productos refinados, los mismos durante el año 2007 provinieron principalmente del mercado estadounidense de la costa del Golfo de Mexico, de Canadá y de Corea.

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

El tipo de cambio es otro de los factores de riesgo del negocio, debido a que parte importante de los ingresos son en pesos y los pasivos en dólares. Este factor se ve minimizado por la política de precios de productos, basada en la paridad de importación indexada en dólares, situación que se analiza en forma periódica para

ANÁLISIS RAZONADO

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, créditos sindicados y préstamos de corto plazo como forfaiting), para mitigar este riesgo ENAP ha realizado una variedad de derivados de tasa de interés los que llevan estos créditos de tasa variable, principalmente LIBOR más un spread, a tasa fija. Gracias a esto al 31 de diciembre de 2007 se tiene el 100% de la deuda financiera a tasa fija, versus un 83% en el año 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 **Anual**, referido al **31 de diciembre de 2007**, de acuerdo al siguiente detalle:

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

Nota: marcar con una "X" donde corresponde

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>R.U.T.</u>	<u>Firma</u>
Santiago González Larraín	Presidente del Directorio	6499284-8	
Carlos Alvarez Voullieme	Director	8970274-7	
Radovan Razmilic Tomicic	Director	6283668-7	
Gustavo Cubillos López	Director	2421533-4	
Jorge Matute Matute	Director	5334581-6	
Miguel Moreno García	Director	5433767-1	
Enrique Dávila Alveal	Gerente General	5032869-4	

Fecha: 27 de febrero de 2008