

FECU (Ficha Estadística Codificada Uniforme)

1. IDENTIFICACION

1.01.05.00

Razón Social

EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO

1.01.04.00

RUT Sociedad

92604000 - 6

1.00.01.10

Fecha de inicio

<i>día</i>	<i>mes</i>	<i>año</i>
1	1	2007

1.00.01.20

Fecha de cierre

<i>día</i>	<i>mes</i>	<i>año</i>
30	9	2007

1.00.01.30

Tipo de Moneda

Dólares

1.00.01.40

Tipo de Estados Financieros

Consolidado

ACTIVOS

2.00 ESTADOS FINANCIEROS

2.01 BALANCE GENERAL

1.00.01.30 Tipo de Moneda

Dólares

 1.00.01.40 Tipo de Balance

Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

ACTIVOS	NÚMERO NOTA	1.01.04.00 R.U.T.			92604000 - 6		
		al	30	09	2007	al	30
		ACTUAL			ANTERIOR		
5.11.00.00 TOTAL ACTIVOS CIRCULANTES		3.328.168			2.083.785		
5.11.10.10 Disponible		63.956			58.913		
5.11.10.20 Depósitos a plazo		30.085			21.214		
5.11.10.30 Valores negociables (neto)		6.419			5.586		
5.11.10.40 Deudores por venta (neto)	4	965.779			675.627		
5.11.10.50 Documentos por cobrar (neto)		0			0		
5.11.10.60 Deudores varios (neto)	4	65.050			59.689		
5.11.10.70 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas	5	74.354			18.645		
5.11.10.80 Existencias (neto)	6	1.806.086			986.627		
5.11.10.90 Impuestos por recuperar	7	165.500			175.178		
5.11.20.10 Gastos pagados por anticipado		23.785			31.234		
5.11.20.20 Impuestos diferidos	7	10.677			15.572		
5.11.20.30 Otros activos circulantes		116.477			35.500		
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	1.762.079			1.611.609		
5.12.10.00 Terrenos	8	16.451			16.902		
5.12.20.00 Construcción y obras de infraestructura	8	4.250.168			3.965.543		
5.12.30.00 Maquinarias y equipos	8	69.901			58.342		
5.12.40.00 Otros activos fijos	8	405.640			361.356		
5.12.50.00 Mayor valor por retasación técnica del activo fijo	8	0			0		
5.12.60.00 Depreciación (menos)	8	(2.980.081)			(2.790.534)		
5.13.00.00 TOTAL OTROS ACTIVOS		292.500			259.851		
5.13.10.10 Inversiones en empresas relacionadas	10	96.172			81.021		
5.13.10.20 Inversiones en otras sociedades	11	61.450			62.007		
5.13.10.30 Menor valor de inversiones	12	4.870			3.751		
5.13.10.40 Mayor valor de inversiones (menos)		0			0		
5.13.10.50 Deudores a largo plazo	4	25.629			23.150		
5.13.10.60 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas largo plazo	5	11.733			10.410		
5.13.10.65 Impuestos diferidos a largo plazo	7	16.262			17.091		
5.13.10.70 Intangibles		0			0		
5.13.10.80 Amortización (menos)		0			0		
5.13.10.90 Otros	13	76.384			62.421		
5.13.20.10 Contratos de leasing largo plazo (neto)		0			0		
5.10.00.00 TOTAL ACTIVOS		5.382.747			3.955.245		

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 30 09 2007			al 30 09 2006		
		ACTUAL			ANTERIOR		
5.21.00.00 TOTAL PASIVOS CIRCULANTES		2.843.618			1.580.955		
5.21.10.10 Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo	14	40.534			0		
5.21.10.20 Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo - porción corto plazo	14	24.899			23.458		
5.21.10.30 Obligaciones con el público (pagarés)		0			0		
5.21.10.40 Obligaciones con el público - porción corto plazo (bonos)	16	7.764			7.645		
5.21.10.50 Obligaciones largo plazo con vencimiento dentro un año		1.437			1.259		
5.21.10.60 Dividendos por pagar		45.356			0		
5.21.10.70 Cuentas por pagar		2.455.556			857.119		
5.21.10.80 Documentos por pagar		70.909			446.035		
5.21.10.90 Acreedores varios		5.589			14.203		
5.21.20.10 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas	5	14.246			12.995		
5.21.20.20 Provisiones	17	52.535			53.813		
5.21.20.30 Retenciones		23.192			42.333		
5.21.20.40 Impuesto a la renta	7	0			91.276		
5.21.20.50 Ingresos percibidos por adelantado		153			149		
5.21.20.60 Impuestos diferidos		0			0		
5.21.20.70 Otros pasivos circulantes		101.448			30.670		
5.22.00.00 TOTAL PASIVOS A LARGO PLAZO		1.587.453			1.391.246		
5.22.10.00 Obligaciones con bancos e instituciones financieras	15	375.250			246.625		
5.22.20.00 Obligaciones con el público largo plazo (bonos)	16	561.925			551.360		
5.22.30.00 Documentos por pagar largo plazo		3.499			3.716		
5.22.40.00 Acreedores varios largo plazo		17.031			16.665		
5.22.50.00 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas largo plazo	5	195.988			209.944		
5.22.60.00 Provisiones largo plazo	17	372.986			317.628		
5.22.70.00 Impuestos Diferidos a largo plazo		0			0		
5.22.80.00 Otros pasivos a largo plazo		60.774			45.308		
5.23.00.00 INTERES MINORITARIO	19	291			286		
5.24.00.00 TOTAL PATRIMONIO	20	951.385			982.758		
5.24.10.00 Capital pagado		927.500			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		(68.728)			(69.327)		
5.24.50.00 Utilidades retenidas (sumas códigos 5.24.51.00 al 5.24.56.00)		92.613			175.384		
5.24.51.00 Reservas futuros dividendos		0			0		
5.24.52.00 Utilidades acumuladas		35.194			80.550		
5.24.53.00 Pérdidas acumuladas (menos)		0			0		
5.24.54.00 Utilidad (pérdida) del ejercicio		57.419			94.834		
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		5.382.747			3.955.245		

ESTADO DE RESULTADOS

2.02 ESTADO DE RESULTADOS

1.00.01.30 Tipo de Moneda Dólares
 1.00.01.40 Tipo de Balance Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

ESTADO DE RESULTADOS	NÚMERO NOTA	1.01.04.00 R.U.T.			92604000 - 6			
		ACTUAL				ANTERIOR		
			desde	mes	año	desde	mes	año
			01	01	2007	01	01	2006
			hasta	30	09	hasta	30	09
			2007	2007	2007	2006	2006	2006
5.31.11.00 RESULTADO DE EXPLOTACION		211.241				242.943		
5.31.11.10 MARGEN DE EXPLOTACION		281.622				306.524		
5.31.11.11 Ingresos de explotación		6.466.611				5.897.414		
5.31.11.12 Costos de explotación (menos)		(6.184.989)				(5.590.890)		
5.31.11.20 Gastos de administración y ventas (menos)		(70.381)				(63.581)		
5.31.12.00 RESULTADO FUERA DE EXPLOTACION		(81.481)				(56.535)		
5.31.12.10 Ingresos financieros		6.046				3.605		
5.31.12.20 Utilidad inversiones empresas relacionadas	10	9.216				11.392		
5.31.12.30 Otros ingresos fuera de la explotación	21	19.827				28.790		
5.31.12.40 Pérdida inversión empresas relacionadas (menos)	10	(4.515)				(2.403)		
5.31.12.50 Amortización menor valor de inversiones (menos)	12	(865)				(1.069)		
5.31.12.60 Gastos financieros(menos)		(100.358)				(77.045)		
5.31.12.70 Otros egresos fuera de la explotación (menos)	21	(3.399)				(11.667)		
5.31.12.80 Corrección monetaria		0				0		
5.31.12.90 Diferencias de cambio	22	(7.433)				(8.138)		
5.31.10.00 RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA E ÍTEMES EXTRAORDINARIOS		129.760				186.408		
5.31.20.00 IMPUESTO A LA RENTA	7	(72.306)				(91.573)		
5.31.30.00 ÍTEMES EXTRAORDINARIOS		0				0		
5.31.40.00 UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DE INTERÉS MINORITARIO	7	57.454				94.835		
5.31.50.00 INTERES MINORITARIO	19	(35)				(1)		
5.31.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) LÍQUIDA		57.419				94.834		
5.32.00.00 Amortización mayor valor de inversiones		0				0		
5.30.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO		57.419				94.834		

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	30	09	2007		hasta	30	09	2006

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	NÚMERO NOTA	ACTUAL	ANTERIOR
5.41.11.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN		380.577	252.692
5.41.11.10 Recaudación de deudores por venta		6.822.755	6.704.598
5.41.11.20 Ingresos financieros percibidos		5.346	3.593
5.41.11.30 Dividendos y otros repartos percibidos		8.873	6.778
5.41.11.40 Otros ingresos percibidos		92.422	15.136
5.41.11.50 Pago a proveedores y personal (menos)		(5.100.053)	(4.606.873)
5.41.11.60 Intereses pagados (menos)		(80.536)	(60.334)
5.41.11.70 Impuesto a la renta pagado (menos)		(211.253)	(83.432)
5.41.11.80 Otros gastos pagados (menos)		(11.638)	(20.570)
5.41.11.90 Impuesto al Valor Agregado y otros similares pagados (menos)		(1.145.339)	(1.706.204)
5.41.12.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		11.199	(114.771)
5.41.12.05 Colocación de acciones de pago		0	0
5.41.12.10 Obtención de préstamos		52.832	0
5.41.12.15 Obligaciones con el público		0	0
5.41.12.20 Préstamos documentados de empresas relacionadas		0	0
5.41.12.25 Obtención de otros préstamos de empresas relacionadas		0	0
5.41.12.30 Otras fuentes de financiamiento		0	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)		(41.633)	(58.332)
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		(377.567)	(131.554)
5.41.13.05 Ventas de activo fijo		4.550	490
5.41.13.10 Ventas de inversiones permanentes		0	54.159
5.41.13.15 Ventas de otras inversiones		0	0
5.41.13.20 Recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas		0	374
5.41.13.25 Recaudación de otros préstamos a empresas relacionadas		0	0
5.41.13.30 Otros ingresos de inversión	24	2.942	11.639
5.41.13.35 Incorporación de activos fijos (menos)		(329.832)	(184.445)
5.41.13.40 Pago de intereses capitalizados (menos)		0	0
5.41.13.45 Inversiones permanentes (menos)		(8.573)	(3.242)
5.41.13.50 Inversiones en instrumentos financieros (menos)		(286)	(106)
5.41.13.55 Préstamos documentados a empresas relacionadas (menos)		(46.071)	(2.138)
5.41.13.60 Otros préstamos a empresas relacionadas (menos)		0	0
5.41.13.65 Otros desembolsos de inversión (menos)		(297)	(8.285)
5.41.10.00 FLUJO NETO TOTAL DEL PERÍODO		14.209	6.367
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		14.209	6.367
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	100.159	85.427

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	30	09	2007		hasta	30	09	2006

CONCILIACION FLUJO-RESULTADO	NÚMERO NOTA	ACTUAL	ANTERIOR
5.50.10.00 Utilidad (Pérdida) del ejercicio		57.419	94.834
5.50.20.00 Resultado en venta de activos		(4.099)	(15.977)
5.50.20.10 (Utilidad) Pérdida en venta de activos fijos	21	(4.099)	(483)
5.50.20.20 Utilidad en venta de inversiones (menos)		0	(15.498)
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		107.391	117.004
5.50.30.05 Depreciación del ejercicio	8	181.199	165.595
5.50.30.10 Amortización de intangibles		0	0
5.50.30.15 Castigos y provisiones	17	2.810	5.006
5.50.30.20 Utilidad devengada en inversiones en empresas relacionadas (menos)	10	(9.216)	(11.392)
5.50.30.25 Pérdida devengada en inversiones en empresas relacionadas	10	4.515	2.403
5.50.30.30 Amortización menor valor de inversiones	12	865	1.069
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	7.433	8.138
5.50.30.50 Otros abonos a resultado que no representan flujo de efectivo (menos)		(80.241)	(56.195)
5.50.30.55 Otros cargos a resultado que no representan flujo de efectivo		26	2.380
5.50.40.00 Variación de Activos que afectan al flujo de efectivo (aumentos) disminuciones		(1.868.948)	35.157
5.50.40.10 Deudores por ventas		(1.056.806)	54.796
5.50.40.20 Existencias		(919.976)	(128.697)
5.50.40.30 Otros activos		107.834	109.058
5.50.50.00 Variación de pasivos que afectan al flujo de efectivo aumentos (disminuciones)		2.088.779	21.673
5.50.50.10 Cuentas por pagar relacionadas con el resultado de la explotación		3.437.849	2.160.345
5.50.50.20 Intereses por pagar		15.052	14.648
5.50.50.30 Impuesto a la renta por pagar (neto)		(73.585)	8.486
5.50.50.40 Otras cuentas por pagar relacionadas con el resultado fuera de explotación		(673)	(1.460)
5.50.50.50 Impuesto al Valor Agregado y otros similares por pagar (neto)		(1.289.864)	(2.160.346)
5.50.60.00 Utilidad (Pérdida) del interés minoritario	19	35	1
5.50.00.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN		380.577	252.692

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, Colombia (hasta el 31 de marzo de 2006), Argentina y Venezuela y las filiales en Argentina, Estados Unidos, Inglaterra, Ecuador, Uruguay y Brasil.

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

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

02. Criterios Contables Aplicados

a. Período contable

Los estados financieros consolidados comprenden los períodos terminados al 30 de septiembre de 2007 y 2006.

b. Bases de preparación

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

c. Bases de presentación

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

d. Bases de consolidación

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

Los estados financieros de las sociedades extranjeras al 30 de septiembre de 2007 y 2006 han sido preparados de acuerdo a la normativa establecida en los Boletines Técnicos N°72, N°64 y N°42 del Colegio de Contadores de Chile A.G., dependiendo de la fecha en que estos fueron adoptados.

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

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

e. Bases de conversión

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

	30/09/2007	30/09/2006
Peso chileno por dólar	511,23	537,03
Peso argentino por dólar	3,15	3,10
Peso colombiano por dólar	2.022,00	2.397,25
Libra esterlina por dólar	0,49	0,53
Unidad de fomento por dólar	0,03	0,03
Euro por dólar	0,70	0,79

f. Depósitos a plazo

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

g. Valores negociables

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

h. Estimación de deudores incobrables

02. Criterios Contables Aplicados

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

i. Existencias

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

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

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

j. Activo fijo

El activo fijo se presenta a su costo de adquisición.

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

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

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

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

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

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

02. Criterios Contables Aplicados

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

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

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

n. Inversión en otras sociedades

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

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

ñ. Menor valor de inversiones

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

o. Ingresos percibidos por adelantado

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

p. Cargos financieros

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

q. Impuestos a la renta e impuestos diferidos

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

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

r. Documentos por pagar

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

02. Criterios Contables Aplicados

s. Obligaciones con el público

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

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

t. Contratos de derivados

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

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

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

u. Vacaciones del personal

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

v. Compensaciones y beneficios del personal

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

w. Indemnización por años de servicio

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

x. Ingresos de explotación

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

y. Software computacional

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

z. Transacción de venta con retroarrendamiento

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

aa. Estado de flujo de efectivo

La Empresa ha considerado como efectivo y efectivo equivalente el disponible y

02. Criterios Contables Aplicados

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

Bajo 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.

Para efectos de presentación, bajo el rubro Flujo Originado por Actividades de la operación, y en particular en la partida Recaudación de Deudores por Venta, se presentan las remesas de fondos efectuadas por ERSa, destinadas a amortizar la cuenta corriente que mantiene con ENAP por el financiamiento de importaciones de crudo. Con estos fondos ENAP efectúa los pagos a los proveedores internacionales de crudo y productos.

02. Criterios Contables Aplicados
Sociedades Incluidas en la Consolidación

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
		30/09/2007			30/09/2006
		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	100,0000	100,0000	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	99,9999	99,9999	99,9900

03. Cambios Contables

Durante el período terminado al 30 de septiembre de 2007, no se efectuaron cambios contables con respecto al período anterior que puedan afectar en forma significativa la interpretación de los presentes estados financieros consolidados

04. Deudores de Corto y Largo Plazo

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

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

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

RUBRO	CIRCULANTES						LARGO PLAZO		
	Hasta 90 días		Más de 90 hasta 1 año		Subtotal	Total Circulante (neto)		30/09/2007	30/09/2006
	30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006		30/09/2007	30/09/2006		
Deudores por Ventas	965.775	675.400	304	527	966.079	965.779	675.627	-	-
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	300	-	-	-	-
Documentos por cobrar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deudores Varios	64.250	57.411	800	2.278	65.050	65.050	59.689	25.629	23.150
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	-	-	-	-	-
							Total deudores largo plazo	25.629	23.150

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

	2007		2006	
	MUS\$	%	MUS\$	%
Nacionales:				
Distribuidores	808.704	83,74%	471.254	69,75%
Consumidores directos	20.619	2,13%	32.487	4,81%
Extranjeros:				
Deudores extranjeros (1)	136.456	14,13%	171.886	25,44%
Totales	965.779	100,00%	675.627	100,00%

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

05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas

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

En el período al 30 de septiembre de 2006 y 2007 la empresa no realizó transacciones significativas con A&C Pipeline Holding, Gas de Chile S.A., Geotérmica del Norte S.A, y Oleoducto Trasandino Argentina S.A..

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

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

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

(3) Los saldos por pagar a corto y largo plazo corresponden a deuda por compra de activos fijos a través de un contrato de leasing financiero, celebrado entre Enap Refinerías S.A. con Eteres y Alcoholes S.A., Petrosul S.A., Productora de Diesel S.A. y Cía. de Hidrógeno del Bío Bío S.A., cuyos plazos de vencimientos y condiciones en general se describen en notas 8 y 26.

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

(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). Las condiciones de venta son crédito de 30 días de la fecha de facturación sin devengo de intereses.

(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) El saldo por cobrar a Productora de Diesel S.A. al 30 de septiembre de 2007, corresponde a la facturación del reembolso de gastos incurridos en la reparación de la planta MHC de propiedad de PRODISA.

(9) 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.

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

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A. (1)	0	216	0	0
96694400-5	GAS DE CHILE S.A. (4)	0	0	236	238
78889940-8	NORGAS S.A. (1)	2.916	1.011	0	0
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A. (4)	5	5	11.352	10.172
0-E	PRIMAX S.A. (6)	21.697	15.555	0	0
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA. (1)	48	55	0	0
76418940-K	GNL CHILE S.A. (4)	2.986	1.803	145	0
76788080-4	GNL QUINTERO S.A. (4)	43.766	0	0	0
99519820-7	ENERGIA CON-CON S.A.(4)	7	0	0	0
99548320-3	PRODUCTORA DE DIESEL S.A. (8)	2.929	0	0	0
TOTALES		74.354	18.645	11.733	10.410

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

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006
96668110-1	CIA. LATINOAMERICANA PETROLERA S.A. (2)	0	0	4.588	4.368
99519810-K	CIA. DE HIDROGENO DEL BÍO-BÍO S.A. (3)	2.089	2.250	37.902	40.078
78335760-7	PETROPOWER ENERGÍA LTDA. (5)	123	123	0	0
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A. (3)	1.697	1.459	23.339	25.036
96969000-4	PETROSUL S.A. (3)	1.687	1.578	26.765	28.452
99548320-3	PRODUCTORA DE DIESEL S.A. (3)	8.650	6.835	103.394	112.010
76418940-K	GNL CHILE (4)	0	750	0	0
TOTALES		14.246	12.995	195.988	209.944

05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas
Transacciones

SOCIEDAD	RUT	NATURALEZA DE LA RELACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA TRANSACCIÓN	30/09/2007		30/09/2006	
				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	5.635	-2.944
-	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	3.646	-2.192
NORGAS S.A.	78889940-8	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	21.656	539	11.696	103
PRIMAX S.A.	0-E	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	194.750	9.080	130.540	0
INNERGY HOLDING S.A. (7)	96856650-4	COLIGADA	COMPRA DE GAS NATURAL	8.922	0	9.256	0
OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A.	96655490-8	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	1.834	0	1.637	0
-	96655490-8	COLIGADA	SERV. TRANSPORTE POR OLEODUCTO	0	0	515	0
PETROPOWER ENERGIA LTDA.	78335760-7	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	36.070	0	34.167	0
-	78335760-7	COLIGADA	OTRAS VENTAS	0	0	8.208	72
PRODUCTORA DE DIESEL S.A.	99548320-3	COLIGADA	PAGO CUOTA LEASING	12.000	-5.000	11.672	-3.071
-	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.(9)	76788080-4	COLIGADA	VENTA DE TERRENO	4.550	4.099	0	0
-	76788080-4	COLIGADA	PRESTAMOS OTORGADOS	43.767	0	0	0
GNL CHILE S.A.	76418940-K	COLIGADA	PRESTAMOS OTORGADOS	253	0	0	0

06. Existencias

El detalle de las existencias se presenta en cuadro adjunto.

06. Existencias

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Petróleo crudo	300.452	302.559
Petróleo crudo en tránsito	483.512	136.560
Productos terminados	781.614	487.181
Productos terminados en tránsito	174.737	8.736
Materiales en bodega (neto)	65.771	51.591
Totales	<u>1.806.086</u>	<u>986.627</u>

Al 30 de septiembre de 2006, Enap Refinerías S.A. realizó un ajuste ascendente a MU\$ 34.895 con el objeto de dejar valorizada la canasta de productos terminados a sus respectivos precios de realización, en atención a que los precios de producción como de compras los excedían. El ajuste mencionado se presenta aumentado los costos de explotación. Al 30 de septiembre de 2007, los costos de existencias son menores a los costos de realización.

07. Impuestos diferidos e impuestos a la renta

a. Impuesto a la renta

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

b. Impuestos diferidos

El detalle de los saldos acumulados por impuestos diferidos al 30 de septiembre 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	30/09/2007				30/09/2006			
	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	134	0	0	0	146	0	0	0
Provisión de vacaciones	8.345	0	0	0	6.990	0	0	0
Amortización intangibles	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos en leasing	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos de fabricación	0	0	1.077	0	0	0	1.207	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	1.175	220	0	678	1.288	88	0
Utilidad no realizada venta de crudo	2.891	0	0	0	329	0	0	0
Provisión obsolescencia materiales (1)	0	5.920	0	0	0	6.448	0	0
Provisión retiro plataforma y normaliza	0	28.386	0	0	0	29.959	0	0
Pérdidas tributarias	516	0	0	0	1.520	2.765	0	0
Contratos leasing	0	4.999	0	73	0	2.406	0	74
Gastos diferidos bonos	0	0	0	4.955	0	0	0	5.784
Menor valor bono	0	0	0	2.623	0	0	0	2.948
Gastos financieros diferidos	0	0	0	2.732	0	0	0	2.084
Provisión desvinculación	0	0	0	0	0	0	0	0
Provisión valuación inversiones	0	6.470	0	0	0	5.798	0	0
Provisión cuota exploraciones	0	0	0	0	6.862	1.085	0	0
Activos fijos	0	5.189	146	0	0	5.898	275	0
Gastos pagados por anticipado	0	0	1.546	0	0	0	574	0
Provisión medio ambiente	85	0	0	0	1.020	0	0	0
Provi. Pasivo Colombia	0	200	0	0	0	0	0	0
Provision Incidentes	947	0	0	0	0	0	0	0
Provision Sobreestadia	577	0	0	0	0	0	0	0
OTROS								
Cuentas complementarias-neto de amortiza	0	15.368	0	2	0	15.368	0	2
Provisión de valuación	0	10.328			0	12.300		
Totales	13.666	26.643	2.989	10.381	17.716	27.979	2.144	10.888

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

ITEM	30/09/2007	30/09/2006
Gasto tributario corriente (provisión impuesto)	-58.713	-54.032
Ajuste gasto tributario (ejercicio anterior)	0	0
Efecto por activos o pasivos por impuesto diferido del ejercicio	1.263	-3.329
Beneficio tributario por perdidas tributarias	0	0
Efecto por amortización de cuentas complementarias de activos y pasivos diferidos	0	552
Efecto en activos o pasivos por impuesto diferido por cambios en la provisión de evaluación	360	934
Otros cargos o abonos en la cuenta	-15.216	-35.698
TOTALES	-72.306	-91.573

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 30 de septiembre:				
- 17% de primera categoría	19.939	14.561	-	-
- Impuesto único	337	3.535	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades de Enap	977	34.150	-	-
- 40% DL-2.398 sobre dividendos coligadas (1)	2.224	1.373	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades filiales (1)	-	-	35.236	413
- Impuestos provenientes del exterior	15.216	35.698	-	-
Total cargos por impuestos del año	38.693	89.317	35.236	413
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	42.044	170.285	149.681	114.858
Menos:				
- Pagos provisionales del período	(64.512)	(61.171)	-	-
- Anticipo de impuestos del exterior	(4.368)	(17.601)	-	-
- Crédito de capacitación	(247)	(237)	-	-
Saldos netos (por recuperar) o pagar (2)	(27.083)	91.276	149.681	114.858

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

Enap Sipetrol S.A. no ha constituido provisión por impuesto a la renta en Chile por existir una utilidad tributaria que asciende a MUS\$4.527 al 30 de septiembre de 2007 (pérdida tributaria MUS\$2.577 al 30 de septiembre de 2006), debido a que fue 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 30 de septiembre de 2007, este saldo incluye impuestos por recuperar del período de ERSA por MUS\$ 32.958 e impuestos por pagar por ENAP y Enap Sipetrol por MUS\$ 5.804 y 71 respectivamente, a septiembre de 2006 ERSA y ENAP, presentan impuestos por recuperar por MUS\$ 35.872 y MUS\$14.282

El detalle del Impuesto por Recuperar del Activo Circulante al 30 de septiembre de 2007 y 2006 es el siguiente :

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Impuesto a la renta del período a recuperar	27.083	-
Crédito Fondo Estabilización del Petróleo	25.373	68.312
Derechos de Aduana por recuperar	6.664	9.134
IVA por recuperar	94.092	91.751
Impuesto específico gasolinas y diesel	11.275	4.883
Otros impuestos por recuperar	1.013	1.098
Total Impuestos por Recuperar	165.500	175.178

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 establecido en la Ley de la Renta y la tasa del impuesto a la renta incorporado en el artículo N°2 del D.L. N°2.398 es el siguiente:

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos	129.760	186.408
Impuesto diferido 17%	2.094	(605)
Impuesto a la Renta 17%	(19.939)	(14.561)
Impuesto Unico	(337)	(3.535)
Impuestos provenientes del exterior	(15.216)	(35.698)
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos según artículo N°2 del D.L. N°2.398	96.362	132.009
Impuesto diferido (tasa 40%)	(471)	(1.238)
Impuesto a la Renta (tasa 40%)	(38.437)	(35.936)
Utilidad antes de amortización mayor valor de inversiones e interés minoritario	57.454	94.835

08. Activos Fijos

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

Construcciones y obras de infraestructura:

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

	2007	2006
	MUS\$	MUS\$
Impairment CAM 2A Sur - Argentina	15.156	15.156
Totales	15.156	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 30 de septiembre de 2007 el valor neto asciende a MUS\$15.753 (MUS\$ 16.075 en 2006). Este contrato tiene vencimientos mensuales y finaliza en agosto de 2018.

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

Enap Refinerías S.A., 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\$11.180 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	16.451		16.451	16.902	-	16.902
Construcciones y obras de infraestructura	4.250.168	(2.857.286)	1.392.882	3.965.543	(2.699.480)	1.266.063
Maquinarias y equipos	69.901	(42.629)	27.272	58.342	(38.255)	20.087
Otros activos fijos	405.640	(80.166)	325.474	361.356	(52.799)	308.557
Totales	4.742.160	(2.980.081)	1.762.079	4.402.143	(2.790.534)	1.611.609

8. Activos Fijos

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

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Campos petrolíferos	1.619.553	1.557.508
Plataformas petroleras	691.625	668.556
Proyectos inversión - exploración	108.108	81.554
Refinerías y plantas de gasolina	976.637	902.129
Oleoductos y gasoductos	295.565	279.592
Plantas de almacenamiento e instalaciones marítimas	48.977	46.051
Instalaciones de producción	12.443	11.274
Sistemas de reinyección	115.401	108.370
Edificios, poblaciones y campamentos	60.766	59.459
Obras en construcción	321.093	251.050
Total	4.250.168	3.965.543
Menos: Depreciación acumulada	(2.857.286)	(2.699.480)
Valores netos	1.392.882	1.266.063

8. Activos Fijos

El detalle de los otros activos fijos es el siguiente:

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Muebles, útiles y enseres	8.940	7.403
Activos en leasing (1)	268.602	268.602
Materiales en bodega (2)	98.463	75.681
Softwares	3.035	3.023
Otros activos	26.600	6.647
Total	<u>405.640</u>	<u>361.356</u>
Menos: Depreciación acumulada	<u>(80.166)</u>	<u>(52.799)</u>
Valores netos	<u><u>325.474</u></u>	<u><u>308.557</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	180.338	164.836
Gasto de administración	<u>861</u>	<u>759</u>
Totales	<u>181.199</u>	<u>165.595</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\$1.245 (MUS\$1.096 año 2006) y en el pasivo a largo plazo en acreedores varios largo plazo por MUS\$15.181 (MUS\$15.003 año 2006).

10. Inversiones en empresas relacionadas

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

(1) Los activos y pasivos de las sociedades Primax S.A. (empresa peruana), Energía Concon S.A., Productora de Diesel S.A. y Cía. de Hidrógeno del Bío Bío, 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). Con fecha 10/03/06 se protocolizó el cambio de nombre de la sociedad por el de "GNL Chile S.A.". El 15 de junio de 2006 ENAP compró 639.529 acciones de Colbún S.A. y 366.726 acciones de AES Gener S.A., aumentando su participación a un 33,3333%.

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

(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.

- 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 30 de septiembre de 2007 y 2006, no existen dividendos acordados por las utilidades potencialmente remesables al 30 de septiembre de 2007 y 2006.

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

Rut : 92604000 - 6
 Período : 01-01-2007 al 30-09-2007
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

10. Inversiones en empresas relacionadas

Detalle de las inversiones

RUT	SOCIEDADES	PAIS DE ORIGEN	MONEDA DE CONTROL DE LA INVERSIÓN	NÚMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN		PATRIMONIO SOCIEDADES		RESULTADO DEL EJERCICIO		PATRIMONIO SOCIEDADES A VALOR JUSTO		RESULTADO DEL EJERCICIO A VALOR JUSTO		RESULTADO DEVENGADO		VP/VPP		RESULTADOS NO REALIZADOS		VALOR CONTABLE DE LA INVERSIÓN	
					30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006
0-E	A&C PIPELINE HOLDING	CHILE	US\$	164.250	18,25000	18,25000	415	431	0	0	0	0	0	0	0	0	76	79	-	-	76	79
99519810-K	COMPañIA DE HIDROGENO DEL BIO-BIO S.A.	CHILE	US\$	100.000	10,00000	10,00000	9.832	7.094	1.549	498	9.832	7.094	1.549	498	154	50	984	710	-	-	984	710
96668110-1	COMPañIA LATINOAMERICANA PETROLERA S.A.	CHILE	PESO	44.224	40,00000	40,00000	11.824	11.311	-665	-44	0	0	0	0	-266	-18	4.730	4.537	-	-	4.730	4.537
96806130-5	ELECTROGAS S.A.(4)	-	-	-	-	0,00000	-	0	-	0	0	0	0	-	0	-	0	0	-	-	-	0
99577350-3	ENAGESA	CHILE	PESO	2.797.961	49,00000	49,00000	4.217	724	0	-1.030	4.217	0	0	0	0	-505	2.066	355	-	-	2.066	355
99519820-7	ENERCON S.A.	CHILE	US\$	394.318	49,00000	49,00000	25.589	14.654	1.646	-162	0	0	0	0	807	-79	12.539	7.180	-	-	12.539	7.180
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A.	CHILE	US\$	4.174	41,74000	41,74000	11.750	9.854	1.389	1.371	0	0	0	0	580	572	4.904	4.111	-	-	4.904	4.111
96694400-5	GAS DE CHILE S.A.	CHILE	PESO	2.973.170	50,00000	50,00000	61	66	0	-6	0	0	0	0	0	-3	31	33	-	-	31	33
0-E	GASODUCTO CAYMAN LTD.(4)	-	-	-	-	0,00000	-	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
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO (CHILE) S.A.(4)	-	-	-	-	0,00000	-	0	-	0	0	0	0	-	0	-	616	0	-	-	-	0
96971330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A.	CHILE	PESO	2.622.723.929	44,00000	44,00000	4.441	2.913	0	-211	0	0	0	0	0	-93	1.955	1.282	-	-	1.955	1.282
76418940-K	GNL CHILE S.A.(2)	CHILE	PESO	4.000.000	33,33300	33,33333	-139	0	2.242	0	-139	0	2.242	0	747	0	1	6	-	-	1	6
76788080-4	GNL QUINTERO S.A.(3)	CHILE	PESO	200	20,00000	-	17.363	-	-118	-	-17.363	-	-118	-	-24	-	3.473	-	-	-	3.473	-
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A.	CHILE	PESO	13.401.144	25,00000	25,00000	-12.639	-6.829	-16.080	-5.459	0	0	0	0	-4.020	-1.365	1	1	-	-	1	1
96889570-2	INVERSIONES ELECTROGAS S.A.(4)	-	-	-	-	0,00000	-	0	-	0	0	0	0	-	0	-	136	0	-	-	-	0
78889940-8	NORGAS S.A.	CHILE	PESO	420.000	42,00000	42,00000	6.086	5.675	1.649	1.266	0	0	0	0	693	532	2.556	2.383	-	-	2.556	2.383
0-E	OLEODUCTO TRASANDINO (ARGENTINA) S.A.	ARGENTINA	US\$	8.211.770	18,09000	18,09000	24.689	26.040	-541	-871	0	0	0	0	-98	-158	4.466	4.711	0	-	4.466	4.711
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO (CHILE) S.A.	CHILE	PESO	3.134.113	18,04000	18,04000	9.264	9.039	-595	-182	0	0	0	0	-107	-33	1.671	1.631	-	-	1.671	1.631
78335760-7	PETROPOWER ENERGIA LTDA	CHILE	US\$	0	15,00000	15,00000	73.843	69.908	10.823	9.745	0	0	0	0	1.624	1.461	11.076	10.486	-	-	11.076	10.486
96969000-4	PETROSUL S.A.	CHILE	PESO	4.739	47,39000	47,39000	12.650	13.009	609	606	0	0	0	0	288	288	5.994	6.165	-	-	5.994	6.165
0-E	PRIMAX S.A.	PERU	US\$	86.466.630	49,00000	49,00000	66.783	67.570	7.263	3.620	66.783	67.570	7.263	3.620	3.559	1.774	34.994	33.110	-	-	34.994	33.110
0-E	PRIMAX HOLDINGS S.A. (ECUADOR)	ECUADOR	US\$	392	49,00000	-	-1.394	-	0	-	-1.394	-	0	-	54	-	1	-	-	-	1	-
99548320-3	PRODUCTORA DIESEL S.A.	CHILE	US\$	9.989.940	45,00000	45,00000	10.343	9.425	1.579	1.372	0	0	0	0	710	617	4.654	4.241	-	-	4.654	4.241
76532150-6	SOCIEDAD DE EXPLORACION DE EXPLOTACION PETROLERA SA	CHILE	US\$	-	-	0,00000	-	0	-	4.045	0	0	0	-	0	-	4.045	0	-	-	-	0
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.(4)	CHILE	PESO	-	-	0,00000	-	0	-	0	0	0	0	-	0	-	407	0	-	-	-	0
76384550-8	SOCIEDAD NACIONAL MARITIMA S.A.(4)	CHILE	PESO	-	-	0,00000	-	0	-	0	0	0	0	-	0	-	-149	0	-	-	-	0
0-E	TERMINALES MARÍTIMAS PATAGÓNICAS S.A.(4)	ARGENTINA	US\$	-	13,79000	0,00000	0	0	0	0	0	0	0	-	0	-	468	0	-	-	0	0
	TOTAL																96.172	81.021	0	0	96.172	81.021

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	
				30/09/2007	30/09/2006
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	21.491
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	6.948

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^o 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	30/09/2007		30/09/2006	
		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.	865	4.870	866	3.751
	TOTAL	865	4.870	1.069	3.751

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	2.853	2.210
Gastos en emisión de bonos y descuento en colocación (Nota 23)	10.814	12.916
Materiales de operación de baja rotación (1)	2.194	2.194
Pérdida diferida contratos operaciones Swap WTI	-	3.333
Derechos contratos swap tasa interés	-	823
Pérdida diferida por contratos swap tasa interés (Nota 23)	6.302	-
Derechos cross currency swap leasing (Nota 25)	2.813	1.579
Derechos cross currency swap bonos (Nota 25)	51.012	38.863
Otros	396	503
Totales	76.384	62.421

(1) Los materiales de operación con baja rotación se presentan netos de provisión de obsolescencia por un monto ascendente a MUS\$7.351 (MUS\$ 10.460 en 2006).

14. Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo

El detalle de obligaciones con bancos e instituciones financieras 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) J.P. Morgan Chase Bank Agenciado:

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

(3) CALYON NEW YORK BRANCH :

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

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

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

(4) BBVA Banco Frances S.A.:

Con fecha 16 de julio y 31 de agosto de 2007, Sipetrol Argentina S.A. obtuvo 2 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						
		30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006	30/09/2007	30/09/2006	
Corto Plazo (código 5.21.10.10)																
0-E	BBVA BANCO FRANCES S.A. (4)	0	0	0	0	0	0	40.534	0	0	0	0	0	0	40.534	0
	Otros															
	TOTALES	0	0	0	0	0	0	40.534	0	0	0	0	0	0	40.534	0
	Monto capital adeudado	0	0	0	0	0	0	40.534	0	0	0	0	0	0	40.534	0
	Tasa int prom anual							7.45%								
Largo Plazo - Corto Plazo (código 5.21.10.20)																
0-E	J.P MORGAN CHASE BANK (1)	910	859	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	910	859
0-E	J.P MORGHAN AGENCIADO (2)	21.457	22.599	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21.457	22.599
0-E	CALYON N.Y. BRANCH (3)	2.532	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.532	0
	Otros															
	TOTALES	24.899	23.458	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24.899	23.458
	Monto capital adeudado	24.899	22.500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24.899	22.500
	Tasa int prom anual	5,85%	5,4%	0	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 incluye 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	5,53%	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	J.P MORGAN CHASE BANK (AGENCIADO) (2)	Dólares	5.250	0	0	0	0		5.250	6,13%	26.625
		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 (3)	Dólares	0	0	75.000	75.000	0		150.000	5,56%	0
		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			5.250	0	75.000	295.000	0		375.250		246.625

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

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

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

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

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

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

b) Bonos Internacionales:

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

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

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

c) Descuento y costos en colocación de bonos:

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

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

N° DE INSCRIPCIÓN O IDENTIFICACIÓN DEL INSTRUMENTO	SERIE	MONTO NOMINAL COLOCADO VIGENTE	UNIDAD DE REAJUSTE DEL BONO	TASA DE INTERÉS	PLAZO FINAL	PERIODICIDAD		VALOR PAR		COLOCACIÓN EN CHILE O EN EL EXTRANJERO
						PAGO DE INTERESES	PAGO DE AMORTIZACIÓN	30/09/2007	30/09/2006	
Bonos largo plazo - porción corto plazo										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4.25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENC	4	0	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4.25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENC	10	0	NACIONAL
TIPO 144-A	ÚNICA	290.000.000	US\$	6.75%	15-11-2012	SEMESTRA	AL VENC	7.447	7.341	EXTRANJERA
TIPO 144-A	ÚNICA	150.000.000	US\$	4.875%	15-03-2014	SEMESTRA	AL VENC	303	304	EXTRANJERA
Total porción corto plazo								7.764	7.645	
Bonos largo plazo										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4.25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENC	37.516	34.264	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4.25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENC	84.409	77.096	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								561.925	551.360	

17. Provisiones y Castigos

El detalle de las provisiones se presenta en planilla adjunta

17. Provisiones y Castigos

Provisiones - El detalle de las provisiones es el siguiente:

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Corto plazo:		
Fondo para plan de desvinculación	-	493
Vacaciones	23.696	23.781
Compensaciones y beneficios del personal	18.505	15.680
Indemnización años de servicio	932	2.866
Provisión carena barcaza y remolcadores	135	1.023
Provisión inversión patrimonio negativo	3.208	1.708
Provisión medio ambiental	500	6.000
Provision Sobreestadia	3.393	-
Otros	2.166	2.262
	52.535	53.813
Totales	52.535	53.813
Largo plazo:		
Indemnización años de servicio	154.061	133.246
Impuesto a la Renta (Nota 7)	149.681	114.858
Provisión retiro de plataformas, normalización de pozos y yacimientos y remediación medio ambiental (1)	57.216	58.212
Provisión valuación inversiones	11.353	10.172
Otras provisiones a largo plazo	675	1.140
	372.986	317.628
Totales	372.986	317.628

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

Castigos - Al 30 de septiembre de 2007, se registraron castigos de exploraciones en Enap Sipetrol S.A. por un monto de MUS\$2.810 (MUS\$1.513 en 2006), los cuales corresponden a activos relacionados con yacimientos petroleros en el exterior. Durante los mismos períodos del 2007 y 2006, ENAP y Enap Refinerías S.A. no efectuaron castigos.

18. Indemnizaciones al personal por años de servicio

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

18. Indemnizaciones al personal por años de servicio

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Saldo inicial al 1° de enero	137.629	141.225
Incremento de provisión	13.962	8.949
Pagos del período	(2.372)	(8.332)
Diferencia de cambio	5.774	(5.730)
Totales	<u>154.993</u>	<u>136.112</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.	726.766	0,04	291	35	715.239	0,04	286	1

20. Cambios en el patrimonio

a. Cambios en el patrimonio :

El movimiento del patrimonio registrado entre el 1° de enero y el 30 de septiembre de 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, que deben ser ingresadas a la Tesorería General de la República durante los meses de Septiembre, Octubre y Noviembre en cuotas de M\$8.164.206 cada una. Este traspaso de utilidades se registró en Dividendos por Pagar del Pasivo Circulante. Mediante Ord. N°915 de 3 de octubre de 2007, el Ministerio de Hacienda aprobó lo solicitado por ENAP respecto de posponer el traspaso de utilidades programado mediante el citado Decreto N°545 hasta diciembre del presente año.

-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.

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

20. Cambios en el patrimonio
Cambios en el patrimonio

RUBROS	30/09/2007									30/09/2006								
	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	-45.356	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	50.799	0	0	0	0	-50.799	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	439	0	0	0	0	0	0	0	0	-879	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	57.419	0	0	0	0	0	0	0	0	94.834
Dividendos provisorios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo Final	927.500	0	0	-68.728	0	35.194	0	0	57.419	876.701	0	0	-69.327	0	80.550	0	0	94.834
Saldos Actualizados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	876.701	0	0	-69.327	0	80.550	0	0	94.834

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	3.176	2.577
Otras reservas	4.125	4.125
Totales	(68.728)	(69.327)

Ajuste acumulado por diferencia de conversión de filiales en el extranjero

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

	Saldos al 01.01.2007 MUS\$	Variación neta del período		Saldos al	
		Inversión MUS\$	Pasivo MUS\$	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Enap Sipetrol S.A.	(72.666)	-	-	(72.666)	(72.666)
Otras sociedades relacionadas	(3.363)	-	-	(3.363)	(3.363)
Totales	(76.029)	-	-	(76.029)	(76.029)

Cambios patrimoniales netos

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

	Saldos al 01.01.2007 MUS\$	Variación neta del período		Saldos al	
		Inversión MUS\$	Pasivo MUS\$	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	893	-	-	893	893
Cía. Latinoamericana Petrolera S.A.	31	290	-	321	(65)
Norgas S.A.	162	173	-	335	152
Sociedad Nacional Marítima S.A.	53	-	-	53	53
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	74	92	-	166	66
Petrosul S.A.	696	-	-	696	696
Enercon S.A.	261	-	-	261	261
Geotérmica del Norte S.A.	109	-	-	109	80
Innergy Holding S.A.	183	(78)	-	105	185
Inversiones Electrogas S.A.	231	-	-	231	231
Electrogas S.A.	1	-	-	1	1
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	40	-	-	40	21
Gas de Chile S.A.	3	-	-	3	3
GNL Chile S.A.	-	(38)	-	(38)	-
Totales	2.737	439	-	3.176	2.577

20. Cambios en el Patrimonio

Otras reservas

Otras reservas

El saldo de Otras reservas es el siguiente:

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

21. Otros Ingresos y Egresos fuera de la explotación

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

21. Otros Ingresos y Egresos fuera de la explotación

	2007 MUS\$	2006 MUS\$
a. Otros ingresos:		
Resultado en venta de activo fijo	4.550	483
Ingresos por servicios varios	8.094	7.173
Dividendos percibidos de Otras Sociedades	6.204	-
Ingresos netos de inversiones	-	1.814
Utilidad en venta de inversiones	-	15.498
Otros ingresos	979	3.822
	<u>19.827</u>	<u>28.790</u>
Totales	<u>19.827</u>	<u>28.790</u>
b. Otros egresos :		
Provisión valuación de inversiones	(59)	(99)
Ajuste de inversiones	-	(1.739)
Seguro opción por commodity	-	(4.590)
Pérdida en venta de inversiones	-	(4)
Bajas de activo fijo y materiales	(44)	(37)
Costo venta de activo fijo	(451)	
Provisión plan desvinculación	(289)	(627)
Otros egresos	(2.556)	(4.571)
	<u>(3.399)</u>	<u>(11.667)</u>
Totales	<u>(3.399)</u>	<u>(11.667)</u>

22. Diferencias de Cambio

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

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

22. Diferencias de Cambio

Diferencias de Cambio

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		30/09/2007	30/09/2006
ACTIVOS (CARGOS) / ABONOS			
DISPONIBLE	CLP	721	-494
	ARS	-82	-176
DEUDORES POR VENTA	CLP	33.476	-25.324
	ARS	46	206
DEUDORES VARIOS	CLP	2.058	-1.489
	ARS	-21	-2
DOCTOS Y CTAS POR COBRAR E EMPRESAS RELACIONADAS CP	CLP	172	73
	ARS	22	0
	UKL	-360	0
IMPUESTOS POR RECUPERAR	CLP	6.207	0
	ARS	0	-638
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	ARS	-165	0
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	CLP	5.140	-4.678
DEUDORES LARGO PLAZO	CLP	80	-78
DOC Y CTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS LP	CLP	0	14
OTROS ACTIVOS LARGO PLAZO	CLP	566	-656
	ARS	253	-303
OTROS DE OTROS ACTIVOS	CLP	0	-150
ACTIVO FIJO (NETO)	ARS	-1.027	0
DOC Y CTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS LP	ARS	-358	0
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	ARS	0	-2
Total (Cargos) Abonos		46.728	-33.697
PASIVOS (CARGOS) / ABONOS			
CUENTA POR PAGAR	CLP	-17.195	5.410
	ARS	57	-36
DOC Y CTAS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS C/P	CLP	-130	451
	ARS	-85	3
	UKL	0	-304
PROVISIONES CORTO PLAZO	CLP	-1.340	2.082
	ARS	-3	-3
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	CLP	-18.301	8.204
	ARS	0	55
DOC Y CTAS POR PAGAR EMPRESA RELACIONADAS L/P	CLP	-91	102
PROVISIONES LARGO PLAZO	CLP	-5.876	6.237
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	CLP	-11.377	3.372
	ARS	180	-14
Total (Cargos) Abonos		-54.161	25.559
(Pérdida) Utilidad por diferencia de cambio		-7.433	-8.138

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	228	222	970	1.106
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - local	590	571	2.504	2.859
Desembolso por emisión de colocación bonos - internacional	1.339	1.339	6.142	7.481
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - internacional	272	272	1.198	1.470
Totales	2.429	2.404	10.814	12.916

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	63.956	58.913
Depósitos a plazo	29.784	20.928
Valores negociables	6.419	5.586
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	<u>100.159</u>	<u>85.427</u>

Otros Ingresos de Inversión	2007 MUS\$	2006 MUS\$
Devolución capital coligadas	-	11.012
Recuperación de préstamos del personal corto y largo	2.942	627
Totales	<u>2.942</u>	<u>11.639</u>

25. Contratos de Derivados

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

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

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

Al 30 de septiembre 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.

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

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

25. Contratos de Derivados

Contratos de Derivados

TIPO DE DERIVADO	TIPO DE CONTRATO	VALOR DEL CONTRATO	PLAZO DE VENCIMIENTO O EXPIRACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS				VALOR DE LA PARTIDA PROTEGIDA	CUENTAS CONTABLES QUE AFECTA			
				ÍTEM ESPECÍFICO	POSICIÓN COMPRA / VENTA	PARTIDA O TRANSACCIÓN PROTEGIDA			ACTIVO / PASIVO		EFECTO EN RESULTADO	
						NOMBRE	MONTO		NOMBRE	MONTO	REALIZADO	NO REALIZADO
CROSS CURRENCY	CCPE	66.500	IV TRIMESTRE 2012	TIPO DE CAMBIO Y TASAS	C	OBLIGACIONES CON EL PUBLICO (B	110.930	110.930	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	47.317	0	47.317
CROSS CURRENCY	CCPE	7.683	IV TRIMESTRE 2012	TIPO DE CAMBIO Y TASAS	C	OBLIGACIONES CON EL PUBLICO (B	10.995	10.995	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	3.695	0	3.695
CROSS CURRENCY	CCPE	21.017	III TRIMESTRE 2018	TIPO DE CAMBIO	C	OBLIG. LP VCT UN AÑO/ACREED LP	16.426	16.426	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	3.097	0	3.097
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	235	30	265
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	235	30	265
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	235	29	264
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	480	49	529
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	488	49	537
S	CCTE	54.750	IV TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INST.FINANC	54.750	54.750	OTROS ACT.CIRC/OTROS ACTIVOS/OTROS PASIVOS L/PLAZO	127	13	140
S	CCTE	200.000	IV TRIMESTRE 2007	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. Y CUENTAS POR PAGAR	200.000	200.000	OTROS ACT.CIRC/OTROS PASIVOS CIRCULANTES	294	7	301
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	951	0	-951
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	1.910	-1	-1.911
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	1.904	-1	-1.905
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	2.139	-1	-2.140
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	179	0	-179
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	123	0	-123
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	191	0	-191
S	CCTE	14.679	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	3.204	0	OTROS ACTIVOS CIRCULANTES/OTROS PASIVOS CIRCULANTE	5.041	0	-5.041
S	CCTE	65.949	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	3.209	0	OTROS ACTIVOS CIRCULANTES/OTROS PASIVOS CIRCULANTE	5.034	0	-5.034

25. Contratos de Derivados
Contratos de Derivados

TIPO DE DERIVADO	TIPO DE CONTRATO	VALOR DEL CONTRATO	PLAZO DE VENCIMIENTO O EXPIRACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS				VALOR DE LA PARTIDA PROTEGIDA	CUENTAS CONTABLES QUE AFECTA			
				ÍTEM ESPECÍFICO	POSICIÓN COMPRA / VENTA	PARTIDA O TRANSACCIÓN PROTEGIDA			ACTIVO / PASIVO		EFECTO EN RESULTADO	
						NOMBRE	MONTO		NOMBRE	MONTO	REALIZADO	NO REALIZADO
F	CCPE	227	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	227	227	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	23	-23	0
F	CCPE	144	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	144	144	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	13	-13	0
F	CCPE	104	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	104	104	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	8	-8	0
F	CCPE	393	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	393	393	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	21	-21	0
F	CCPE	228	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	228	228	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	12	-12	0
F	CCPE	281	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	281	281	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	8	-8	0
F	CCPE	261	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	261	261	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	7	-7	0
F	CCPE	324	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	324	324	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	2	-2	0
F	CCPE	3.881	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	3.881	3.881	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	400	-400	0
F	CCPE	3.463	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	3.463	3.463	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	301	-301	0
F	CCPE	4.862	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	4.862	4.862	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	357	-357	0
F	CCPE	4.288	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	4.288	4.288	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	201	-201	0
F	CCPE	4.820	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	4.820	4.820	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	288	-288	0
F	CCPE	8.538	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	8.538	8.538	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	248	-248	0
F	CCPE	8.299	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	8.299	8.299	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	235	-235	0
F	CCPE	8.565	I TRIMESTRE 2008	TIPO DE CAMBIO	-	IMPUESTO RENTA	8.565	8.565	OTROS PASIVOS CIRCULANTES	66	-66	0
F	CCTE	20.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	502	0	-502
F	CCTE	20.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	492	0	-492
F	CCTE	65.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	776	0	-776
F	CCTE	20.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	239	0	-239
F	CCTE	65.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	345	0	-345
F	CCTE	20.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	106	0	-106
F	CCTE	65.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	65.000	65.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	219	0	-219
F	CCTE	20.000	III TRIMESTRE 2007	TIPO DE CAMBIO	-	DEUDORES POR VENTA	20.000	20.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	67	0	-67
ZERO COST COLLAR	CCTE	140.799	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	144.763	144.763	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	15.862	0	-15.862
ZERO COST COLLAR	CCTE	130.919	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	151.558	151.558	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	14.970	0	-14.970

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
ZERO COST COLLAR	CCTE	23.288	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	26.106	26.106	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	2.983	0	-2.983
ZERO COST COLLAR	CCTE	14.156	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	22.992	22.992	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	1.835	0	-1.835
ZERO COST COLLAR	CCTE	66.186	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	69.790	69.790	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	5.505	0	-5.505
ZERO COST COLLAR	CCTE	29.416	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	28.956	28.956	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	2.527	0	-2.527
ZERO COST COLLAR	CCTE	20.760	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	25.007	25.007	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	1.280	0	-1.280
ZERO COST COLLAR	CCTE	24.084	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	26.951	26.951	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	1.053	0	-1.053
ZERO COST COLLAR	CCTE	35.534	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	44.703	44.703	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	1.297	0	-1.297
ZERO COST COLLAR	CCTE	24.637	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	32.945	32.945	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	907	0	-907
ZERO COST COLLAR	CCTE	57.998	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	86.475	86.475	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	1.473	0	-1.473
ZERO COST COLLAR	CCTE	58.350	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	73.826	73.826	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	1.664	0	-1.664
ZERO COST COLLAR	CCTE	21.954	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	28.851	28.851	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	589	0	-589
ZERO COST COLLAR	CCTE	23.507	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	34.880	34.880	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	518	0	-518
ZERO COST COLLAR	CCTE	22.697	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	25.671	25.671	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	3	0	-3
ZERO COST COLLAR	CCTE	22.688	III TRIMESTRE 2007	WTI	-	EXISTENCIAS	25.645	25.645	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	216	0	216

26. Contingencias y Restricciones

a. Juicios:

a.1) De la Matriz.

Actualmente la Empresa mantiene juicios laborales por un monto aproximado de MUS\$5.711, este monto incluye MUS\$327 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 juicios por acción de reparación de medio ambiente y regularización de servidumbres, en forma conjunta con acciones de indemnización de perjuicios, por un monto aproximado de MUS\$25.696. Estas causas se encuentran en etapas de sentencia definitiva de primera instancia, 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 juicios civiles por supuesto incumplimiento de contrato, por un monto aproximado de MUS\$ 3.374, en uno se dicta sentencia definitiva de primera instancia que rechaza en todo las acciones deducidas, pendientes apelación deducida por demandante, y, en el otro, se dictó sentencia, la que fue apelada por ambas partes y se encuentra pendiente la vista y fallo de recurso de apelación. No se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la Administración 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 30 de septiembre 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 6 de agosto de 2002, ENAP fue notificada de la sentencia definitiva en primera instancia totalmente favorable en todas sus partes a los intereses de ENAP. A la fecha, esta pendiente la vista del recurso de casación interpuesto por ENAP ante la I. Corte Suprema, a fin de que se ordene el pago de intereses.

Se mantienen juicios relativos a materias de constitución y ejercicio de servidumbres del oleoducto 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.

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

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

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), ha instruido 4 sumarios administrativos en contra de Enap Refinerías S.A.(ERSA), aplicando multas por un total de 1.450 U.T.A.. Enap Refinerías S.A. interpuso reclamos de ilegalidad ante la I. Corte de Apelaciones. La Corte de Apelaciones de Valparaíso acogió los reclamos presentados por ERSa y en sentencia de primera instancia, actualmente firme, fijó el monto de las multas aplicadas a ERSa por la SEC, en un total de 700 U.T.A..

Siniestro en Bahía San Vicente VIII Región.

Como es de público conocimiento, el 25 de Mayo pasado, se detectó una fuga de petróleo crudo en la bahía de San Vicente VIII Región. Este incidente se produjo mientras la nave "New Constellation", descargaba petróleo en el terminal B de la Refinería Biobío, perteneciente a Enap Refinerías S.A. En su oportunidad se adoptaron todas las medidas conducentes a recuperar el petróleo crudo y a mitigar los efectos producidos por este incidente.

26. Contingencias y Restricciones

Enap Refinerías S.A., cuenta con seguros contratados y vigentes para las operaciones y actividades de Refinería Biobío, que consideran bienes físicos y responsabilidad civil, los que en su oportunidad fueron activados. En la actualidad se encuentra en proceso la liquidación del Siniestro. El deducible de la póliza de responsabilidad Civil asciende a MUS\$250.-

Con fecha 24 de octubre de 2007, Enap Refinerías S.A. fue notificada de una demanda civil indemnizatoria interpuesta en su contra por el Consejo de Defensa de Estado, en representación del Estado de Chile, ante el Ministro de la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Concepción don Eliseo Araya Araya, bajo el rol 28-2007, cuya cuantía asciende a cuatro mil millones de pesos. Enap Refinerías S.A. opondrá dentro del término legal las defensas y excepciones a que haya lugar. Enap Refinerías S.A. estima, además, que cuenta con argumentos jurídicos suficientes para enervar la acción y especialmente oponerse a la indemnización solicitada, por lo que el resultado de este proceso judicial no representa una contingencia que puede razonablemente tener un efecto significativo en su patrimonio ni en sus negocios. Finalmente, Enap Refinerías S.A. cuenta con seguros de responsabilidad civil, que han sido activados y que cubrirían esta eventual contingencia.

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

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

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

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

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

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

b. Garantías Directas - Ver planilla adjunta.

c. Garantías Indirectas - Ver planilla adjunta.

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

d. Compromisos Comerciales:

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

(1) PETROPOWER

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

26. Contingencias y Restricciones

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 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\$36,1 millones como participación en el capital de la coligada Innergy Holding S.A. Asimismo, desde el comienzo del proyecto en 1998 y hasta el 30 de septiembre de 2007, ENAP ha contribuido aproximadamente con US\$34,95 millones en la citada coligada, de los cuales US\$25,72 millones han sido usados para cubrir su déficit operacional.

Los aportes futuros que la empresa tenga que efectuar, dependerán de las condiciones futuras del proyecto, considerando entre otros aspectos, el cumplimiento en la demanda estimada y la instalación de una planta termoeléctrica de ciclo combinado y/o cambios en las condiciones contractuales vigentes.

(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.,

26. Contingencias y Restricciones

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 Bio Bio. Existe un Contrato de Servicios de Procesamiento entre Prodisa y Enap Refinerías S.A. por un periodo 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.

(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 la 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.

26. Contingencias y Restricciones

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

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

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

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

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

La Empresa al 30 de septiembre de 2007 cumple con los covenants anteriormente detallados.

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

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

f. Otras contingencias:

De Enap Sipetrol Argentina S.A.

1) Notificación pago de impuestos adeudados

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

Período observado	Fecha de oficio	Fecha recurso de apelación
Octubre 1997 a diciembre 1998	27 de diciembre de 2002	20 de febrero de 2003
Abril, julio y agosto de 1998	15 de noviembre de 2004	06 de diciembre de 2004
Junio a diciembre de 1999	27 de diciembre de 2004	21 de febrero de 2005
Enero a diciembre de 2000	28 de diciembre de 2005	17 de febrero de 2006
Enero a diciembre de 2001	16 de diciembre de 2006	14 de febrero de 2007

Con fecha 16 de marzo de 2007 la Dirección General de Justicia notifica la

26. Contingencias y Restricciones

prevista del período observado de enero de 2001 a diciembre de 2004.

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

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

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

Período observado	Fecha de oficio	Fecha recurso de apelación
Junio a diciembre de 1999	27 de diciembre de 2004	21 de febrero de 2005
Enero a diciembre de 2000	28 de diciembre de 2005	17 de febrero de 2006
Enero a diciembre de 2001	16 de febrero de 2006	14 de febrero de 2007

Con fecha 16 de marzo de 2007 la Dirección General de Justicia notifica la prevista del período observado de enero de 2001 a diciembre de 2004.

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

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

2) Sumario Cambiario - Banco Central de la República Argentina

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

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

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

En el sumario se han presentado los escritos de defensa y de ofrecimiento de pruebas.

Con fecha 21 de septiembre de 2007 el Banco Central notificó a la Sociedad del cierre del período probatorio. En consecuencia, con fecha 26 de septiembre de 2007 la Sociedad presentó los alegatos sobre la prueba.

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

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

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

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

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

26. Contingencias y Restricciones

Creemos que el litigio durará aproximadamente 3 años.

2) Auditoria de SRI por el año 2002

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

El SRI inició una auditoría de los bloques 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. Dado lo anterior, el SRI ha pedido información exclusivamente a Perenco y no a SIPEC.

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

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

El año 2006 la Dirección Nacional de Hidrocarburos, inició un proceso de auditoria especial a las inversiones, costos y gastos de la Sucursal en Ecuador por los años antes referidos. 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 la última instancia administrativa. De la decisión del Ministro se podrá apelar al Tribunal de lo Contencioso Administrativo.

El Ministerio de Energía y Minas no puede imponer correctivos tributarios por lo que sus informes y conclusiones serán referenciales para cualquier acción que inicie el Servicio de Rentas Internas (SRI). A la fecha el SRI no ha iniciado, ningún proceso de determinación por los conceptos mencionados anteriormente.

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

El Municipio de Quito ha iniciado en mayo de 2007 un proceso de reclamo de aproximadamente MUS\$200 por concepto de impuesto de 1,5 por mil, por los ejercicios económicos de los años 2004, 2005 y 2006.

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 las oficinas administrativas.

No existen otras contingencias relevantes a informar al 30 de septiembre 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 30 de septiembre		Liberación de garantías			
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2007	2006	2007	Activos	2008 y siguientes	Activos

26. Contingencias y Restricciones

b. Garantías Directas Filiales

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

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, MUS\$534 y MUS\$279 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\$73	
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\$386	

(*) 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 septiembre		Liberación de garantías					
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2007	2006	2007	Activos	2008 y siguientes	Activos		
Energía Concón S.A.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. estipuladas en el Contrato de Procesamiento (PSA). La obligación nace una vez que se produzca la aceptación de la planta (estimada Octubre de 2008) y se extingue el año 2020.	Solidaria										
Banco BNP Paribas	Energía Concón S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Energía Concón S.A. de propiedad de ENAP, en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.	Prenda comercial de acciones	140.828 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$4.478								140.828 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\$492								50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío 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 septiembre		Liberación de garantías			
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2007	2006	2007	Activos	2008 y siguientes	Activos
Banco KfW	Petrosul S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Petrosul S.A de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2012 .	Prenda comercial de acciones	3.160 acciones de Petrosul S.A.	MUS\$3.997					(*)	3.160 acciones de Petrosul S.A.
Banco KfW	Eteres y Alcoholes S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Etalsa S.A de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2012.	Prenda comercial de acciones	2.087 acciones de Etalsa	MUS\$2.452					(*)	2.087 acciones de Etalsa
Banco BNP Paribas	Productora de Diesel S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Productora de Diesel S.A. de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2016.	Prenda comercial de acciones	7.769.953 acciones de Prodisa	MUS\$3.620					(*)	7.769.953 acciones de Prodisa
Banco BNP Paribas	Energía Concón S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Energía Concón S.A. de propiedad de ENAP Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.	Prenda comercial de acciones	253.490 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$8.061					(*)	253.490 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\$492					(*)	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 septiembre		Liberación de garantías				
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2007	2006	2007	Activos	2008 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		MUS\$8.500							
Petroecuador			Garantía Seriedad de la oferta por licitación de Campos Marginales en Ecuador (MUS\$25)	Stand By		MUS\$25							
EGAS			Garantía por compromiso mínimo exploratorio por el Bloque 2 - Romanna en Egipto	Stand By		MUS\$10.000							
EGAS			Garantía por compromiso mínimo exploratorio por el Bloque 8 - Side ABD El Rahaman en Egipto.	Stand By		MUS\$11.700							

27. Cauciones obtenidas de terceros

En 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\$13.364.

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 30 de septiembre de 2007 y 2006, se presentan en cuadros adjuntos.

28. Moneda Nacional y Extranjera Activos

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		30/09/2007	30/09/2006
Activos Circulantes			
DISPONIBLE	DÓLARES	9.505	8.247
-	\$ NO REAJUSTABL	54.451	49.540
-	\$ ARGENTINOS	0	1.126
-	\$ COL	0	0
DEPOSITO A PLAZO	DÓLARES	30.085	20.565
VALORES NEGOCIABLES	\$ REAJUSTABLES	6.419	0
DEUDORES POR VENTA	DÓLARES	144.093	171.328
-	\$ NO REAJUSTABL	821.686	504.299
DEUDORES VARIOS	DÓLARES	28.871	29.579
-	\$ NO REAJUSTABL	35.085	30.105
-	\$ REAJUSTABLES	1.093	0
-	UF	0	0
-	\$ ARGENTINOS	0	5
-	\$ COL	0	0
DOCTOS Y CTAS POR COBRAR EMP. RELACIONADAS	DÓLARES	71.809	15.600
-	\$ NO REAJUSTABL	2.545	3.045
EXISTENCIA	DÓLARES	1.796.465	971.538
-	\$ REAJUSTABLES	9.621	15.089
IMPUESTOS POR RECUPERAR	DÓLARES	39.556	79.300
-	\$ NO REAJUSTABL	21.652	21.209
-	\$ REAJUSTABLES	104.292	74.622
-	\$ ARGENTINOS	0	47
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	DÓLARES	23.552	30.997
-	\$ NO REAJUSTABL	233	225
-	\$ ARGENTINOS	0	12
IMPUESTOS DIFERIDOS	DÓLARES	10.658	15.230
-	\$ REAJUSTABLES	19	342
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	DÓLARES	97.218	27.390
-	\$ NO REAJUSTABL	18.392	5.199
-	UF	868	2.911
VALORES NEGOCIABLES	\$ NO REAJUSTABL	0	5.586
DEPOSITO A PLAZO	\$ ARGENTINOS	0	649
Activos Fijos			
ACTIVO FIJO NETO	DÓLARES	1.762.079	1.611.609
Otros Activos			
INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	93.807	78.746
-	\$ REAJUSTABLES	2.365	2.275
INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES	DÓLARES	61.442	62.000
-	\$ REAJUSTABLES	8	7
MENOR VALOR INVERSIONES	DÓLARES	4.870	3.751
DOCTOS Y CTAS POR COBRAR EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	11.733	10.410
IMPUESTOS DIFERIDOS	DÓLARES	16.262	17.091
DEUDORES LARGO PLAZO	DÓLARES	1.421	417
-	\$ REAJUSTABLES	24.208	22.733
OTROS	DÓLARES	72.911	58.455
-	\$ REAJUSTABLES	0	1.105
-	UF	3.473	2.858
-	\$ ARGENTINOS	0	3
Total Activos			
-	DÓLARES	4.276.337	3.212.253
-	\$ NO REAJUSTABL	954.044	619.208
-	\$ ARGENTINOS	0	1.842
-	\$ COL	0	0
-	\$ REAJUSTABLES	148.025	116.173
-	UF	4.341	5.769

28. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos Circulantes

RUBRO	MONEDA	HASTA 90 DÍAS				90 DÍAS A 1 AÑO			
		30/09/2007		30/09/2006		30/09/2007		30/09/2006	
		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	40.534	-	0	-	0	-	0	-
OBLIGACIONES CON BCOS E INTS. FINANC L/P PORCION C/P	DÓLARES	7.115	6,08%	5.725	5,42%	17.784	6,08%	17.733	-
-	UF	0	-	0	-	0	-	0	-
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO	DÓLARES	7.447	4,87%	7.645	5,81%	317	4,87%	0	-
-	UF	0	-	0	3,7%	0	-	0	-
OBLIGACIONES LARGO PLAZO CON VENC DENTRO DE UN AÑO	UF	353	5,70%	307	7,70%	1.084	5,7%	952	-
CUENTAS POR PAGAR	DÓLARES	2.362.799	-	828.391	-	0	-	0	-
-	\$ NO REAJUSTABL	92.757	-	28.643	-	0	-	0	-
-	\$ COL	0	-	0	-	0	-	0	-
ACREEDORES VARIOS	\$ NO REAJUSTABL	5.004	-	1.649	-	0	-	0	-
-	DÓLARES	585	-	12.554	-	0	-	0	-
DOCTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMR. RELACIONADAS	DÓLARES	36	-	331	-	0	-	0	-
-	DÓLARES	0	-	0	-	1.697	16,11%	1.459	16,11%
-	DÓLARES	0	-	0	-	724	7,58%	673	7,58%
-	DÓLARES	0	-	0	-	963	10,01%	905	10,01%
-	DÓLARES	0	-	0	-	2.176	6,43%	2.042	6,43%
-	DÓLARES	700	4,27%	0	-	7.950	4,27%	6.835	4,27%
-	\$ NO REAJUSTABL	0	-	750	-	0	-	0	-
PROVISIONES	DÓLARES	12.652	-	11.607	-	5.361	-	0	-
-	\$ NO REAJUSTABL	18.258	-	39.315	-	0	-	0	-
-	\$ ARGENTINO	0	-	25	-	0	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	16.264	-	2.866	-	0	-	0	-
RETENCIONES	DÓLARES	7.989	-	9.008	-	0	-	0	-
-	\$ NO REAJUSTABL	4.740	-	11.911	-	0	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	10.463	-	21.324	-	0	-	0	-
IMPUESTO RENTA	DÓLARES	0	-	91.276	-	0	-	0	-
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	DÓLARES	95.031	-	30.670	-	6.417	-	0	-
DOCUMENTOS POR PAGAR	DÓLARES	70.909	5,47%	258.256	5,68%	0	-	187.779	5,56%
CUENTA POR PAGAR	\$ ARGENTINO	0	-	85	-	0	-	0	-
INGRESOS PERCIBIDOS POR ADELANTADO	\$ NO REAJUSTABL	153	-	149	-	0	-	0	-
DIVIDENDO POR PAGAR	\$ NO REAJUSTABL	45.356	-	0	-	0	-	0	-
RETENCIONES	\$ ARGENTINO	0	-	90	-	0	-	0	-
Total Pasivos Circulantes	DÓLARES	2.605.797	-	1.255.463	-	43.389	-	217.426	-
-	UF	353	-	307	-	1.084	-	952	-
-	\$ NO REAJUSTABL	166.268	-	82.417	-	0	-	0	-
-	\$ COL	0	-	0	-	0	-	0	-
-	\$ ARGENTINO	0	-	200	-	0	-	0	-

Rut : 92604000 - 6
 Período : 01-01-2007 al 30-09-2007
 Tipo de moneda : Miles de Dólares
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 2 de 2
 FECHA
 IMPRESIÓN: 31-10-2007

28. Moneda Nacional y Extranjera Pasivos Circulantes

RUBRO	MONEDA	HASTA 90 DÍAS				90 DÍAS A 1 AÑO			
		30/09/2007		30/09/2006		30/09/2007		30/09/2006	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
-	\$ REAJUSTABLE	26.727	-	24.190	-	0	-	0	-

28. Moneda Nacional y Extranjera
Pasivos largo plazo período actual 30/09/2007

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	5.250	6,13%	75.000	5,56%	295.000	5,53%	0	-
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO LARGO PLAZO	DÓLARES	0	-	0	-	440.000	5,81%	0	-
-	UF	0	-	0	-	121.925	4,25%	0	-
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	DÓLARES	649	LIBOR 180 + 1,5%	432	LIBOR 180 + 1,5%	865	LIBOR 180+1,5%	1.553	LIBOR 180 + 1,5%
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	4.404	5,70%	3.559	5,70%	8.704	5,70%	0	-
DOCTOS Y CTAS POR PAGAR EMP.	DÓLARES	4.588	5,86%	0	-	0	-	0	-
-	DÓLARES	4.588	16,11%	3.210	16,11%	15.541	16,11%	0	16,11%
-	DÓLARES	1.755	7,58%	1.810	7,58%	4.960	7,58%	3.192	7,58%
-	DÓLARES	2.280	10,01%	2.340	10,01%	6.210	10,01%	4.218	10,01%
-	DÓLARES	4.787	6,43%	5.433	6,43%	15.925	6,43%	11.757	6,43%
-	DÓLARES	19.875	4,27%	21.174	4,27%	49.635	4,27%	12.710	4,27%
PROVISIONES LARGO PLAZO	DÓLARES	149.681	-	0	-	0	-	68.274	-
-	\$ REAJUSTABL	8.110	-	12.154	-	44.361	-	90.406	-
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	DÓLARES	60.262	-	128	-	384	-	-	-
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	DÓLARES	36	-	-	-	-	-	-	-
-	\$ REAJUSTABL	328	-	-	-	-	-	-	-
Total Pasivos a Largo Plazo									
-	DÓLARES	253.751	-	109.527	-	828.520	-	101.704	-
-	UF	4.404	-	3.559	-	130.629	-	0	-
-	\$ REAJUSTABL	8.438	-	12.154	-	44.361	-	90.406	-

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

RUBRO	MONEDA	1 A 3 AÑOS		3 A 5 AÑOS		5 A 10 AÑOS		MÁS DE 10 AÑOS	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
OBLIGACIONES CON BANCOS E INTS. FINANCEIRAS	DÓLARES	26.625	5,42%	0	-	220.000	5,20%	0	-
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO LARGO PLAZO	DÓLARES	0	-	0	-	440.000	5,81%	0	-
-	UF	0	-	0	-	111.360	4,25%	0	-
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	DÓLARES	595	LIBOR 180 + 1,5%	433	LIBOR 180 + 1,5%	2.688	LIBOR 180 +1,5%	0	-
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	3.418	3,70%	2.526	3,70%	9.059	3,70%	0	-
-	UF	416	7,70%	441	7,70%	676	7,70%	0	-
DOCTOS Y TCAS POR PAGAR EMP. RELACIONADA L/P	DÓLARES	2.184	5,84%	0	-	0	-	0	-
-	DÓLARES	3.981	16,11%	4.998	16,11%	7.788	16,11%	8.269	16,11%
-	DÓLARES	1.646	7,58%	1.732	7,58%	4.158	7,58%	4.904	7,58%
-	DÓLARES	2.153	10,01%	2.256	10,01%	5.284	10,01%	6.319	10,01%
-	DÓLARES	4.493	6,43%	5.100	6,43%	15.337	6,43%	15.148	6,43%
-	DÓLARES	18.836	4,27%	19.997	4,27%	56.572	4,27%	16.605	4,27%
-	DÓLARES	2.184	-	0	-	0	-	0	-
PROVISIONES LARGO PLAZO	DÓLARES	178.871	-	142	-	355	-	5.724	-
-	\$ REAJUSTABLES	6.250	-	10.641	-	48.903	-	67.453	-
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	DÓLARES	44.597	-	0	-	0	-	0	-
-	\$ NO REAJUSTABL	0	-	0	-	0	-	0	-
-	\$ COL	0	-	0	-	0	-	0	-
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	129	-	-	-	-	-	-	-
Total Pasivos a Largo Plazo	DÓLARES	286.165	-	34.658	-	752.182	-	56.969	-
-	UF	3.963	-	2.967	-	121.095	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLES	6.250	-	10.641	-	48.903	-	67.453	-
-	\$ NO REAJUSTABL	0	-	0	-	0	-	0	-
-	\$ COL	0	-	0	-	0	-	0	-

29. Sanciones

En el período terminado al 30 de septiembre de 2007 y 2006, la Empresa, sus directores o administradores no han recibido sanción alguna por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros, ni de otras autoridades administrativas.

30. Hechos Posteriores

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

31. Medio Ambiente

Durante el ejercicio terminado al 30 de septiembre 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.	1.238
Aprobación Ambiental de Proyectos del SEIA y estudios específicos asociados.	243
Sistema de tratamiento y disposición de efluentes líquidos	476
Sistema de manejo y tratamiento residuos sólidos	34
Otros gastos proyectos medioambientales	48
Totales	<u>2.039</u>

Enap Sipetrol S.A.

	2007 MUS\$
Inversiones medioambientales relacionadas con proyectos	686
Gasto operativo de unidad gestión ambiental	323
Gastos medio ambientales unidades operativas	643
Totales	<u>1.652</u>

31. Medio Ambiente

Desembolsos

ENAP REFINERIAS S.A.

	2007 MUS\$
a) Inversiones relacionadas con proyectos:	
Producción Diesel bajo azufre	10.745
Nueva Unidad de Alquiler	436
Patio almacenamiento residuos sólidos y productos químicos	164
Desulfur. Gasolina de cracking	17.551
Mejora sistema tratamiento de aguas aceite	1.707
Mitigación impacto ambiental por operación	1.025
Mitigación de ruidos	132
Disminución generación de slop	218
Disminución de emisión de riles	55
Disminución de material particulado	52
Control de emisiones	90
Subtotal	32.175
b) Gastos operativos Unidad Medio Ambiental:	
Unidad Medio Ambiente	2.608
Disposición residuos y otros similares	1.487
Subtotal	4.095
c) Gastos medio ambientales unidades operativas:	
Planta de azufre	2.865
Planta Desulfurización de Gasolina	2.462
Planta Desulfurización de Diesel	1.547
Planta de ácido	418
Striper de aguas ácidas (SWS)	506
Tratamientos efluentes	1.631
Subtotal	9.429
TOTAL	45.699

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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

a. Explotación

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

Proyecto	País	Operador		Porcentaje de participación	
				Enap Sipetrol S.A. 2007 %	Enap Sipetrol S.A. 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	41,00
Paraiso, Biguno, Huachito	Ecuador	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador	(g)	-	-
Mauro, Davalos, Cordero	Ecuador	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador	(g)	-	-

(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

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

(c) Pampa 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

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.

Con fecha octubre de 2007 se ha iniciado 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.

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

(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, actualmente se encuentra en negociaciones con los socios IPR y APACHE, quienes adquirirían la participación de Sipetrol International S.A. en proporción a su participación actual.

(g) 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.

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	SipetrolInternational S.A.	(c)	50,50	50,50
Bloque 2 - Romana	Egipto	Sipetrol International S.A.	(d)	40,00	-
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	Egipto	Edison International SPA	(e)	30,00	-
Bloque Mehr	Irán	OMV (Irán)Onshore Exploration Gmg	(f)	33,00	33,00
Bloque 35	Yemen	Oil Search	(g)	-	37,50

(a) CAM 3 y CAM 1

El Area 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).

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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 en un plazo no mayor a 60 días, el cual fue extendido posteriormente, encontrándose aún en etapa de negociaciones. ENARSA, como titular del área CAM 1 (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.

Con fecha 13 de julio de 2007, la Secretaría de Energía aceptó la reversión del bloque Cam-3.

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 A2 objeto del convenio. Asimismo, la Secretaría de Energía aceptó compensar las inversiones pendientes comprometidas en el área CAM-3 con el compromiso de 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 coparticipes en la exploración y explotación del área E2 conforme lo acordado básicamente con el Convenio de Asociación.

Los porcentajes de participación de estas compañías son de un 33,33% cada una.

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

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

(d) Bloque 2 - Romana

32 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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.

(e) Bloque 8 - Sidi Abd El Rahmar

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 Internacional 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.

(f) 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.

(g) Bloque 35

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

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

ANÁLISIS RAZONADO

ANALISIS RAZONADO EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO Y FILIALES

El presente análisis ha sido preparado para los períodos terminados al 30 de septiembre de 2007 y 2006.

Los principales rubros de activos y pasivos al 30 de septiembre de 2007 y 2006 son los siguientes:

	30/09/2007 MMUS\$	30/09/2006 MMUS\$
Activo Circulante	3.328,2	2.083,8
Activo Fijo Neto	1.762,1	1.611,6
Otros Activos	292,5	259,8
Total Activos	5.382,8	3.955,2

	30/09/2007 MMUS\$	30/09/2006 MMUS\$
Pasivo Circulante	2.843,6	1.580,9
Pasivo Largo Plazo	1.587,5	1.391,2
Total Pasivo Exigible	4.431,1	2.972,1
Interés Minoritario	0,3	0,3
Patrimonio	951,4	982,8
Total Pasivos y Patrimonio	5.382,8	3.955,2

Activos

Los activos totales se incrementaron de US\$3.955 millones en septiembre de 2006 a US\$5.383 millones a igual fecha de 2007, lo que representa un aumento de un 36,1%, que se explica principalmente por el incremento de un 59,7%, equivalente a US\$1.244 millones, en los activos circulantes, y en menor medida por el aumento de 9,3% (US\$150 millones) en el activo fijo y de 12,6% (US\$33 millones) en los otros activos.

El aumento en los activos circulantes es resultado principalmente del incremento de US\$819 millones en existencias, explicadas tanto por un incremento en los volúmenes, como en el valor de éstas, debido a los mayores precios de mercado, tanto en crudo como productos. Dicho aumento se vio complementado además por un incremento en el nivel de los mayores deudores por venta de US\$290 millones (43% de incremento) que se explican por mayores volúmenes de venta, especialmente de diesel para el reemplazo de gas natural para la generación eléctrica y en menor medida por un aumento en los precios. Adicionalmente existe un incremento de US\$81 millones en los otros activos circulantes y en el caso de documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas existe un aumento de US\$56 millones.

Estos aumentos en circulantes fueron sólo levemente compensados por reducciones de US\$10 millones en impuestos por recuperar, US\$7 millones en gastos pagados por anticipado y de US\$5 millones en impuestos diferidos.

El mayor activo fijo neto por US\$150 millones se explica principalmente por mayores construcciones y obras de infraestructura por US\$285 millones que representan un incremento de 7,2%, el cual fue complementado por el incremento de US\$44 millones en otros activos fijos y de US\$12 millones en maquinarias y equipos. El incremento en activos fijos se vio sólo parcialmente compensado por los US\$190 millones de mayor depreciación.

Por otra parte, los otros activos se incrementaron en un 12,6% pasando de US\$260 millones a septiembre de 2006 a US\$293 millones a igual fecha de 2007. Este incremento de US\$33 millones se explica principalmente por las mayores inversiones en empresas relacionadas por US\$15 millones y en otros activos que se incrementaron en US\$14 millones.

Pasivos

El total de pasivos exigibles se incrementó en un 49%, pasando de US\$2.972 millones en septiembre de 2006 a US\$4.431 millones a igual fecha de 2007. Dicho aumento se explica principalmente por los mayores pasivos circulantes que se incrementaron en

ANÁLISIS RAZONADO

un 79,9% (US\$1.263 millones) sumados al incremento en los pasivos a largo plazo que aumentaron en un 14,1% (US\$196 millones).

El aumento en los pasivos circulantes por un monto total de US\$1.263 millones, tiene su principal origen en el incremento en las cuentas por pagar por US\$1.598 millones, dividendos por pagar, que registran un monto de US\$45 millones y a las mayores obligaciones con bancos e instituciones financieras por US\$42 millones utilizadas para financiar capital de trabajo. Los incrementos mencionados fueron sólo parcialmente compensados por una reducción en los documentos por pagar equivalente a US\$375 millones (84,1%), lo cual fue financiado parcialmente con una parte del crédito sindicado levantado en diciembre de 2006 por US\$ 150 millones y el saldo con un incremento en el nivel de cuentas por pagar. Adicionalmente se genero una reducción de US\$91 millones en la partida impuesto a la renta dada la existencia de un saldo a recuperar, el cual se encuentra reflejado en el activo circulante y menores retenciones por US\$19 millones.

Los pasivos a largo plazo se incrementaron en US\$196 millones (14,1%), pasando de US\$1.391 millones al 30 de septiembre de 2006 a US\$1.587 millones a igual fecha del presente año. El principal incremento en el pasivo de largo plazo está dado por el aumento en obligaciones con bancos e instituciones financieras por US\$ 129 millones, que refleja la contratación de un préstamo sindicado por US\$150 millones realizado en diciembre de 2006 compensado parcialmente por algunas amortizaciones de créditos realizadas entre un período y otro. Además se incrementaron las provisiones de largo plazo por un monto de US\$55 millones, principalmente por un aumento en la provisión de impuesto a la renta 40% ascendiente a US\$ 35 millones y a un aumento en la provisión de indemnización por años de servicios de US\$ 21 millones. Dichos incrementos se vieron sólo levemente compensados por una reducción de US\$14 millones en los documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas largo plazo, debido a las amortizaciones que se han ido realizando en distintos proyectos y que reducen la deuda en éstos.

El patrimonio mostró, una reducción de 3,2% (US\$31 millones) entre septiembre de 2006 y septiembre de 2007, pasando de US\$983 millones a US\$951 millones entre un período y otro. Esta reducción se explica en parte por la reducción en la utilidad del ejercicio del año 2007 con respecto al 2006 de US\$37 millones. La reducción en la cuenta utilidades acumuladas por US\$45 millones que fueron transferidas a la cuenta de corto plazo dividendos por pagar, es en gran medida compensada por el incremento en capital pagado de US\$51 millones que refleja la capitalización de la utilidad neta del año 2006, realizada durante el presente año.

INDICADORES DE LIQUIDEZ, ENDEUDAMIENTO Y ACTIVIDAD

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

	30/09/2007	30/09/2006
Liquidez		
Liquidez corriente	1,17	1,32
Razón ácida (1)	0,53	0,67
Endeudamiento		
Deuda Corto Plazo/Deuda Total (%)	64,2%	53,2%
Deuda Largo Plazo/Deuda Total (%)	35,8%	46,8%
Razón de endeudamiento	4,66	3,02
Cobertura gastos financieros (2)	4,10	5,57
Actividad		
Total Activos (MMUS\$)	5.383	3.955
Rotación de inventarios (3)	4,64	6,01
Permanencia de inventarios	58,21	44,94

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

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

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

El índice de liquidez se redujo, pasando de 1,32 veces el 30 de septiembre de 2006 a 1,17 veces en septiembre de 2007, reflejando principalmente un mayor incremento en pasivos circulantes que el incremento en activos circulantes. Caso similar ocurre con la razón ácida que pasa de 0,67 en 2006 a 0,53 en 2007.

ANÁLISIS RAZONADO

El índice de endeudamiento fue de 4,66 en septiembre de 2007, relación superior a los 3,02 de septiembre de 2006 debido principalmente a un importante aumento en el endeudamiento de corto plazo de la empresa (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 64,2% en el corto plazo y un 35,8% en el largo plazo, ponderaciones más cargadas al corto plazo que en el período anterior, producto del fuerte incremento en pasivos circulantes relacionado con financiamiento de capital de trabajo a raíz de las necesidades de mayores suministros de combustibles al país como consecuencia de la falta de gas natural. Si se considera sólo la deuda financiera de ENAP, los porcentajes se invierten ya que el 86,7% de la deuda financiera está en el largo plazo y el 13,3% en el corto plazo.

La menor cobertura de gastos financieros, que pasó de 5,57 veces en septiembre de 2006 a 4,10 veces en igual fecha de 2007, se debe principalmente a que los gastos financieros se incrementaron en un 30% entre un período y otro, pasando de US\$77 millones en septiembre de 2006 a US\$100 millones en igual período de 2007.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS

	30/09/2007	30/09/2006
	MMUS\$	MMUS\$
Resultado Operacional	211,2	242,9
Gastos financieros	100,4	77,1
Resultado no Operacional	-81,5	-56,5
R.A.I.I.D.A.I.E	411,3	429,1
Utilidad después del 17% de impuestos	96,4	132,0
Utilidad después de impuestos	57,4	94,8
Rentabilidad(1)	%	%
Rentabilidad del patrimonio promedio	6,08	9,97
Rentabilidad del activo promedio	1,25	2,49
Rentabilidad de activos operacionales *	5,56	7,89

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

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

Resultado Operacional

El resultado operacional consolidado muestra una reducción de un 13,0% entre septiembre de 2006 y septiembre de 2007 pasando de US\$243 millones en los primeros nueve meses de 2006 a US\$211 millones en igual período de 2007. Esta reducción de US\$32 millones del resultado operacional se explica por un menor margen de explotación de US\$ 24,9 millones y aumento en los gastos de administración y ventas por US\$ 6,8 millones, partida que se ha visto afectada por la baja en el tipo de cambio. El menor margen 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 del Area de Magallanes a raíz de trabajos de mantenimiento y a los mayores costos que ha debido enfrentar el negocio de refinación como consecuencia de la sustitución de gas natural proveniente de argentina.

En este período el negocio de refinación de ENAP, se ha visto 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 sido traspasados a público y se han traducido en una reducción en el margen de explotación.

Resultado No Operacional

ANÁLISIS RAZONADO

El resultado no operacional, representó una pérdida de US\$81 millones a septiembre de 2007, comparada con una pérdida de US\$57 millones en igual período de 2006. Este incremento en la pérdida no operacional de 44,1% (US\$25 millones) está explicado casi totalmente por un incremento de US\$23 millones en los gastos financieros, derivado del financiamiento de mayores volúmenes de crudos y productos importados para sustentar la mayor demanda de combustibles del país, a niveles de precio más altos que en el año 2006.

Utilidad del Período

La utilidad de los primeros nueve meses de 2007, descontado el impuesto a la renta de primera categoría (17%) alcanzó a los US\$96 millones al 30 de septiembre de 2007, cifra que es inferior en un 27,0% a los US\$132 millones registrados a igual período de 2006. La utilidad neta, descontado el 40% de impuesto del D.L. 2.398, fue de US\$57 millones a septiembre de 2007, mientras que a igual período de 2006 ésta fue de US\$95 millones, lo que representa una caída de un 39,4% en el período. Esta menor utilidad neta se explica principalmente por el menor resultado operacional impulsado por los menores ingresos y mayores costos que se han generado a raíz de la falta de gas natural proveniente desde Argentina y por la mayor pérdida no operacional producto del mayor gasto financiero asociado al aumento de las necesidades de capital de trabajo, en comparación con septiembre 2006.

Diferencia entre valores económicos y de libros de los activos

Al 30 de septiembre de 2007, no se aprecian diferencias significativas entre los valores económicos y de libros de los principales activos de la Empresa. Sin embargo, es importante destacar que de acuerdo con las normas de la Superintendencia de Valores y Seguros, las inversiones en empresas filiales y coligadas, se valorizan según el método de valor proporcional del patrimonio de las respectivas empresas.

Situación de mercado

En el tercer trimestre de 2007, el precio del petróleo crudo marcador internacional West Texas Intermediate (WTI) alcanzó un promedio US\$ 75,2 por barril, subiendo así 15,9% con respecto al promedio del segundo trimestre (US\$ 64,9 por barril).

En julio continuó la tendencia alcista que se venía observando en el precio del WTI desde enero, con una pequeña interrupción en mayo, registrándose un promedio de US\$ 74,1 por barril para dicho mes. En agosto, el precio cayó a US\$ 72,4 por barril, para repuntar con fuerza en septiembre, mes en que alcanzó un promedio de US\$ 80,0 por barril.

Durante el tercer trimestre, el alza del precio del crudo tuvo como fuerza motriz el persistente crecimiento de la demanda, mientras que la producción de crudo no aumento al mismo ritmo. Esto provocó una baja de los inventarios en los principales países consumidores, lo que mantuvo la presión al alza del precio. En el caso de Estados Unidos, los inventarios comerciales de petróleo crudo cayeron de 353 millones de barriles, a fines del segundo trimestre de 2007, a 320 millones de barriles, a fines del tercer trimestre.

En agosto, al estallar la crisis financiera del mercado hipotecario, se temió que dicha crisis se expandiera al resto de la economía estadounidense y provocara una recesión, lo que hizo caer el precio del crudo por la baja del consumo que resultaría de dicha recesión. Sin embargo, en septiembre el precio repuntó por: (1) la decidida intervención de los bancos centrales de los principales países desarrollados, que inyectaron liquidez al sistema financiero lo que redujo la probabilidad de una recesión; (2) una seguidilla de tormentas tropicales que no alcanzaron a convertirse en huracanes amenazantes para la industria petrolera del golfo de México, pero que mantuvieron en expectante al mercado, (3) la devaluación mundial del dólar y (4) la entrada de nuevos actores financieros al mercado (hedge funds).

Los precios de los productos en los mercados internacionales de la Costa del Golfo y Nueva York siguieron una tendencia alcista en general menos pronunciada que la del crudo, reduciéndose durante el tercer trimestre de 2007, los márgenes de las refinерías. El precio de la gasolina promedió US\$ 87,7 por barril, subiendo así 3,9% con respecto al promedio del segundo trimestre (US\$ 84,4 por barril). En el caso del diesel, el promedio del tercer trimestre fue US\$ 90,2 por barril, 4,8%

ANÁLISIS RAZONADO

mayor que el promedio del trimestre anterior (US\$ 86,1 por barril). Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 promedió US\$ 55,5 por barril en el trimestre, con un alza de 11,5 % con respecto al segundo trimestre (US\$ 49,8 por barril).

Este comportamiento de los precios de los productos fue en parte una corrección de los inusualmente altos márgenes de refinación del segundo trimestre, particularmente en el caso de la gasolina, debido a las dificultades que se tuvo para preparar gasolinas con etanol para el verano estadounidense, ya que la especificación de volatilidad es más restrictiva. Dado que el etanol tiene una muy alta presión de vapor Reid, a partir de marzo se debió preparar la gasolina con componentes de alto octanaje y baja presión de vapor Reid que son muy costosos de producir, como el alquilato. Sin embargo, al entrar de lleno en la temporada de veraneo en Estados Unidos, se logró una producción local record, lo que sumado a disponibilidad de importaciones, mantuvo un suministro normal de gasolina, reduciendo abruptamente el premio en el precio de este producto con respecto al crudo.

Flujos de efectivo

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

	30/09/2007	30/09/2006
	MMUS\$	MMUS\$
Flujo neto originado por actividad de la operación	380,6	252,7
Flujo neto originado por actividades de financiamiento	11,2	-114,8
Flujo neto originado por actividades de inversión	-377,6	-131,6
Flujo neto del período	14,2	6,4

El flujo originado por actividades de la operación por US\$381 millones fue superior en US\$ 128 millones al flujo de los primeros nueve meses de 2006, el cual se explica principalmente por las siguientes partidas: aumento de US\$ 118 en la cuenta deudores por venta, US\$ 77 en la partida otros ingresos percibidos, incremento negativo de US\$ 494 millones en la partida pago a proveedores y personal, incremento negativo de US\$ 128 millones en la partida de impuesto a la renta pagado y una disminución de US\$ 561 millones en la partida impuesto al valor agregado.

El flujo final neto del período de US\$14 millones se explica principalmente por el flujo neto originado por actividades de la operación de US\$380 millones, reforzado por el flujo positivo de las actividades de financiamiento de US\$11 millones, los cuales fueron utilizados casi totalmente en la incorporación de activos fijos por US\$330 millones y US\$46 millones en préstamos a empresas relacionadas durante los nueve primeros meses del año.

Análisis de riesgo de mercado

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

El riesgo relevante para el negocio está esencialmente en el margen de refinación, debiendo además enfrentar la empresa las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos, para lo cual se efectúan coberturas del tipo zero-cost-collar con el fin de cubrir el riesgo de variación del valor del petróleo

ANÁLISIS RAZONADO

crudo importado entre la fecha de embarque de éste y la fecha estimada de fijación del precio de venta de los productos refinados. Las refinerías han continuado ajustando favorablemente sus estructuras de costos a la competitividad de esta industria, y han orientado sus inversiones a incrementar tanto su flexibilidad productiva como la calidad de sus productos.

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

En términos de riesgo de tasa de interés, la empresa mantiene un mix de deuda financiera en tasa fija (principalmente bonos de largo plazo), y tasa variable (principalmente créditos bilaterales y sindicados y préstamos de corto plazo como forfaiting), para mitigar este riesgo ENAP ha realizado una variedad de derivados de tasa de interés los que llevan estos créditos de tasa variable, principalmente LIBOR más un spread, a tasa fija. Gracias a esto al 30 de septiembre 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.

HECHOS RELEVANTES

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 incrementos 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 el 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 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 suscritos 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 contruirá 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

HECHOS RELEVANTES

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 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 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.

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 Puchuncavi 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.

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 **30 de septiembre 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>
Karen Poniachik Pollak	Presidente del Directorio	6379415-5	
Carlos Alvarez Voullieme	Director	8970274-7	
Radovan Razmilic Tomicic	Director	6283668-7	
Gustavo Cubillos López	Director	2421533-4	
Eduardo González Yañez	Director	9164893-8	
Miguel Moreno García	Director	5433767-1	
Enrique Dávila Alveal	Gerente General	5032869-4	

Fecha: 31 de octubre de 2007