

# FECU (Ficha Estadística Codificada Uniforme)

## 1. IDENTIFICACION

1.01.05.00

*Razón Social*

<b>EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO</b>
--------------------------------------

1.01.04.00

*RUT Sociedad*

<b>92604000 - 6</b>
---------------------

1.00.01.10

*Fecha de inicio*

*día mes año*

<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2005</b>
----------	----------	-------------

1.00.01.20

*Fecha de cierre*

*día mes año*

<b>31</b>	<b>12</b>	<b>2005</b>
-----------	-----------	-------------

1.00.01.30

*Tipo de Moneda*

<b>Dólares</b>
----------------

1.00.01.40

*Tipo de Estados Financieros*

<b>Consolidado</b>
--------------------

## **Informe de los Auditores Externos referido a los Estados Financieros al 31 de Diciembre de 2005**

**Razón Social Auditores Externos: DELOITTE & TOUCHE SOCIEDAD DE AUDITORES Y CONSULTO**  
**RUT Auditores ExternosExtern 80276200-3**

### INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Presidente y Directores  
Empresa Nacional del Petróleo

1. Hemos auditado el balance general consolidado de Empresa Nacional del Petróleo y Filiales al 31 de diciembre de 2005 y los correspondientes estados consolidados de resultados y de flujo de efectivo por el año terminado en esa fecha. La preparación de dichos estados financieros consolidados (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la administración de Empresa Nacional del Petróleo y Filiales. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros, basada en la auditoría que efectuamos. Los estados financieros consolidados de Empresa Nacional del Petróleo y Filiales, por el año terminado el 31 de diciembre de 2004, fueron auditados por otros auditores, quienes emitieron una opinión sin salvedades sobre los mismos, en su informe de fecha 18 de febrero de 2005. El análisis razonado y los hechos relevantes adjuntos no forman parte integrante de estos estados financieros, por lo tanto, este informe no se extiende a los mismos.

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

3. En nuestra opinión, los estados financieros consolidados de 2005 presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional del Petróleo y Filiales al 31 de diciembre de 2005 y los resultados de sus operaciones y el flujo de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile.

## **Informe de los Auditores Externos referido a los Estados Financieros al 31 de Diciembre de 2005**

4. Como se explica en Nota 2c, a partir del 1 de enero de 2005, la Empresa cambió la moneda de registro de sus estados financieros de pesos chilenos a dólares estadounidenses.

Febrero 14, 2006

**Nombre de la persona autorizada que firma**      **ARTURO PLATT A.**  
**RUT de la persona autorizada que firma**      **8498077-3**

# ACTIVOS

## 2.00 ESTADOS FINANCIEROS

### 2.01 BALANCE GENERAL

1.00.01.30 Tipo de Moneda Dólares  
 1.00.01.40 Tipo de Balance Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

ACTIVOS	NÚMERO NOTA	al			al		
		día	mes	año	día	mes	año
		31	12	2005	31	12	2004
		ACTUAL			ANTERIOR		
<b>5.11.00.00 TOTAL ACTIVOS CIRCULANTES</b>		<b>1.736.684</b>			<b>1.290.578</b>		
5.11.10.10 Disponible		55.378			78.656		
5.11.10.20 Depósitos a plazo		5.739			5.161		
5.11.10.30 Valores negociables (neto)		14.053			0		
5.11.10.40 Deudores por venta (neto)	4	588.168			432.568		
5.11.10.50 Documentos por cobrar (neto)		0			0		
5.11.10.60 Deudores varios (neto)	4	49.673			37.552		
5.11.10.70 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas	5	10.768			6.122		
5.11.10.80 Existencias (neto)	6	874.616			645.340		
5.11.10.90 Impuestos por recuperar		55.706			37.119		
5.11.20.10 Gastos pagados por anticipado		18.137			5.224		
5.11.20.20 Impuestos diferidos	7	20.741			21.500		
5.11.20.30 Otros activos circulantes	8	43.705			21.336		
5.11.20.40 Contratos de leasing (neto)		0			0		
5.11.20.50 Activos para leasing (neto)		0			0		
<b>5.12.00.00 TOTAL ACTIVOS FIJOS</b>	<b>9</b>	<b>1.628.558</b>			<b>1.430.038</b>		
5.12.10.00 Terrenos		16.912			16.546		
5.12.20.00 Construcción y obras de infraestructura		3.919.094			4.367.728		
5.12.30.00 Maquinarias y equipos		57.447			90.623		
5.12.40.00 Otros activos fijos		345.501			174.645		
5.12.50.00 Mayor valor por retasación técnica del activo fijo		0			0		
5.12.60.00 Depreciación (menos)		(2.710.396)			(3.219.504)		
<b>5.13.00.00 TOTAL OTROS ACTIVOS</b>		<b>306.228</b>			<b>247.147</b>		
5.13.10.10 Inversiones en empresas relacionadas	11	150.360			154.660		
5.13.10.20 Inversiones en otras sociedades		8			7		
5.13.10.30 Menor valor de inversiones	12	4.819			473		
5.13.10.40 Mayor valor de inversiones (menos)		0			0		
5.13.10.50 Deudores a largo plazo	4	25.734			28.611		
5.13.10.60 Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas largo plazo	5	10.293			9.355		
5.13.10.65 Impuestos diferidos a largo plazo	7	28.713			0		
5.13.10.70 Intangibles		0			1		
5.13.10.80 Amortización (menos)		0			0		
5.13.10.90 Otros	13	86.301			54.040		
5.13.20.10 Contratos de leasing largo plazo (neto)		0			0		
<b>5.10.00.00 TOTAL ACTIVOS</b>		<b>3.671.470</b>			<b>2.967.763</b>		

# PASIVOS

1.00.01.30 Tipo de Moneda  
 1.00.01.40 Tipo de Balance

Dólares
Consolidado

1.01.04.00 R.U.T.  
 92604000 - 6

PASIVOS	NÚMERO NOTA	al			al		
		día	mes	año	día	mes	año
		31	12	2005	31	12	2004
		ACTUAL			ANTERIOR		
<b>5.21.00.00 TOTAL PASIVOS CIRCULANTES</b>		<b>1.212.842</b>			<b>935.902</b>		
5.21.10.10 Obligaciones con bancos e instituciones financieras a corto plazo		0			0		
5.21.10.20 Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo - porción corto plazo	14	56.088			102.892		
5.21.10.30 Obligaciones con el público (pagarés)		0			0		
5.21.10.40 Obligaciones con el público - porción corto plazo (bonos)	17	5.778			5.641		
5.21.10.50 Obligaciones largo plazo con vencimiento dentro un año		1.259			782		
5.21.10.60 Dividendos por pagar		0			0		
5.21.10.70 Cuentas por pagar		711.867			480.078		
5.21.10.80 Documentos por pagar		311.196			157.858		
5.21.10.90 Acreedores varios		5.546			12.201		
5.21.20.10 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas	5	19.418			17.240		
5.21.20.20 Provisiones	18	53.670			55.056		
5.21.20.30 Retenciones		11.913			62.367		
5.21.20.40 Impuesto a la renta	7	0			37.032		
5.21.20.50 Ingresos percibidos por adelantado		153			4.162		
5.21.20.60 Impuestos diferidos	7	0			0		
5.21.20.70 Otros pasivos circulantes	15	35.954			593		
<b>5.22.00.00 TOTAL PASIVOS A LARGO PLAZO</b>		<b>1.539.027</b>			<b>1.273.377</b>		
5.22.10.00 Obligaciones con bancos e instituciones financieras	16	263.500			316.000		
5.22.20.00 Obligaciones con el público largo plazo (bonos)	17	553.987			540.970		
5.22.30.00 Documentos por pagar largo plazo		3.878			4.405		
5.22.40.00 Acreedores varios largo plazo		18.148			16.730		
5.22.50.00 Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas largo plazo	5	225.609			64.968		
5.22.60.00 Provisiones largo plazo	18	403.964			296.985		
5.22.70.00 Impuestos Diferidos a largo plazo	7	0			4.436		
5.22.80.00 Otros pasivos a largo plazo	20	69.941			28.883		
5.23.00.00 INTERES MINORITARIO	21	364			300		
<b>5.24.00.00 TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>22</b>	<b>919.237</b>			<b>758.184</b>		
5.24.10.00 Capital pagado	22	791.471			753.111		
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	22	(68.432)			(66.969)		
5.24.50.00 Utilidades retenidas (sumas códigos 5.24.51.00 al 5.24.56.00)		196.198			72.042		
5.24.51.00 Reservas futuros dividendos		0			0		
5.24.52.00 Utilidades acumuladas		0			50.554		
5.24.53.00 Pérdidas acumuladas (menos)	22	(1.646)			0		
5.24.54.00 Utilidad (pérdida) del ejercicio	22	197.844			116.818		
5.24.55.00 Dividendos provisorios (menos)		0			(95.330)		
5.24.56.00 Déficit acumulado periodo de desarrollo		0			0		
<b>5.20.00.00 TOTAL PASIVOS</b>		<b>3.671.470</b>			<b>2.967.763</b>		

# 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
		hasta	31	12	hasta	31	12
		2005	2005	2005	2004	2004	2004
<b>5.31.11.00 RESULTADO DE EXPLOTACION</b>		<b>448.420</b>			<b>249.879</b>		
5.31.11.10 MARGEN DE EXPLOTACION		523.138			344.721		
5.31.11.11 Ingresos de explotación		6.673.976			4.724.911		
5.31.11.12 Costos de explotación (menos)		(6.150.838)			(4.380.190)		
5.31.11.20 Gastos de administración y ventas (menos)		(74.718)			(94.842)		
<b>5.31.12.00 RESULTADO FUERA DE EXPLOTACION</b>		<b>(78.800)</b>			<b>65.998</b>		
5.31.12.10 Ingresos financieros		2.940			2.724		
5.31.12.20 Utilidad inversiones empresas relacionadas	11	17.836			15.953		
5.31.12.30 Otros ingresos fuera de la explotación	23	9.322			30.627		
5.31.12.40 Pérdida inversión empresas relacionadas (menos)	11	(5.660)			(9.124)		
5.31.12.50 Amortización menor valor de inversiones (menos)	12	(1.424)			(297)		
5.31.12.60 Gastos financieros(menos)		(89.877)			(73.118)		
5.31.12.70 Otros egresos fuera de la explotación (menos)	23	(16.425)			(7.128)		
5.31.12.80 Corrección monetaria	24	0			(31.807)		
5.31.12.90 Diferencias de cambio	25	4.488			138.168		
5.31.10.00 RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA E ÍTEMES EXTRAORDINARIOS		369.620			315.877		
5.31.20.00 IMPUESTO A LA RENTA	7	(171.698)			(199.009)		
5.31.30.00 ÍTEMES EXTRAORDINARIOS		0			0		
5.31.40.00 UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DE INTERÉS MINORITARIO		197.922			116.868		
5.31.50.00 INTERES MINORITARIO	21	(78)			(50)		
<b>5.31.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) LÍQUIDA</b>		<b>197.844</b>			<b>116.818</b>		
5.32.00.00 Amortización mayor valor de inversiones		0			0		
<b>5.30.00.00 UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO</b>		<b>197.844</b>			<b>116.818</b>		

## ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO

### 2.03 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

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

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

día mes año			día mes año				
desde	01	01	2005	desde	01	01	2004
hasta	31	12	2005	hasta	31	12	2004

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	NÚMERO NOTA	ACTUAL	ANTERIOR
<b>5.41.11.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN</b>		<b>336.862</b>	<b>150.432</b>
5.41.11.10 Recaudación de deudores por venta		9.805.885	6.738.821
5.41.11.20 Ingresos financieros percibidos		1.205	2.480
5.41.11.30 Dividendos y otros repartos percibidos		16.364	16.458
5.41.11.40 Otros ingresos percibidos		181.304	112.639
5.41.11.50 Pago a proveedores y personal (menos)		(8.312.150)	(5.984.555)
5.41.11.60 Intereses pagados (menos)		(44.084)	(55.908)
5.41.11.70 Impuesto a la renta pagado (menos)		(186.954)	(140.311)
5.41.11.80 Otros gastos pagados (menos)		(28.447)	(4.823)
5.41.11.90 Impuesto al Valor Agregado y otros similares pagados (menos)		(1.096.261)	(534.369)
<b>5.41.12.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>		<b>(105.542)</b>	<b>73.326</b>
5.41.12.05 Colocación de acciones de pago		0	0
5.41.12.10 Obtención de préstamos		89.199	112.081
5.41.12.15 Obligaciones con el público		0	161.780
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	339
5.41.12.35 Pago de dividendos (menos)		(15)	(96.349)
5.41.12.40 Repartos de capital (menos)		0	0
5.41.12.45 Pago de préstamos (menos)		(194.726)	(102.363)
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	(1.793)
5.41.12.75 Otros desembolsos por financiamiento (menos)		0	(369)
<b>5.41.13.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		<b>(247.377)</b>	<b>(251.384)</b>
5.41.13.05 Ventas de activo fijo		27.536	76.248
5.41.13.10 Ventas de inversiones permanentes		5.428	33.830
5.41.13.15 Ventas de otras inversiones		0	235
5.41.13.20 Recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas		0	0
5.41.13.25 Recaudación de otros préstamos a empresas relacionadas		0	0
5.41.13.30 Otros ingresos de inversión		7.081	8.164
5.41.13.35 Incorporación de activos fijos (menos)		(279.429)	(310.892)
5.41.13.40 Pago de intereses capitalizados (menos)		0	0
5.41.13.45 Inversiones permanentes (menos)		(7.010)	(54.257)
5.41.13.50 Inversiones en instrumentos financieros (menos)		0	0
5.41.13.55 Préstamos documentados a empresas relacionadas (menos)		0	0
5.41.13.60 Otros préstamos a empresas relacionadas (menos)		(938)	(1.675)
5.41.13.65 Otros desembolsos de inversión (menos)		(45)	(3.037)
<b>5.41.10.00 FLUJO NETO TOTAL DEL PERÍODO</b>		<b>(16.057)</b>	<b>(27.626)</b>
5.41.20.00 EFECTO DE LA INFLACIÓN SOBRE EL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE		(4.847)	(11.585)
5.41.00.00 VARIACION NETA DEL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE		(20.904)	(39.211)
5.42.00.00 SALDO INICIAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE		99.964	139.175
<b>5.40.00.00 SALDO FINAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE</b>	<b>27</b>	<b>79.060</b>	<b>99.964</b>

## 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 

Dólares
---------

  
 1.00.01.40 Tipo de Balance 

Consolidado
-------------

1.01.04.00 R.U.T.

92604000 - 6

CONCILIACION FLUJO-RESULTADO	NÚMERO NOTA	día mes año			día mes año				
		desde	01	01	2005	desde	01	01	2004
		hasta	31	12	2005	hasta	31	12	2004
		ACTUAL			ANTERIOR				
<b>5.50.10.00 Utilidad (Pérdida) del ejercicio</b>		<b>197.844</b>			<b>116.818</b>				
<b>5.50.20.00 Resultado en venta de activos</b>		<b>(439)</b>			<b>(6.607)</b>				
5.50.20.10 (Utilidad) Pérdida en venta de activos fijos		(848)			(1.564)				
5.50.20.20 Utilidad en venta de inversiones (menos)		(26)			(5.043)				
5.50.20.30 Pérdida en venta de inversiones		435			0				
5.50.20.40 (Utilidad) Pérdida en venta de otros activos		0			0				
<b>5.50.30.00 Cargos (abonos) a resultado que no representan flujo de efectivo</b>		<b>190.719</b>			<b>129.113</b>				
5.50.30.05 Depreciación del ejercicio	9	196.270			183.828				
5.50.30.10 Amortización de intangibles		0			0				
5.50.30.15 Castigos y provisiones		17.402			70.662				
5.50.30.20 Utilidad devengada en inversiones en empresas relacionadas (menos)	11	(17.836)			(15.953)				
5.50.30.25 Pérdida devengada en inversiones en empresas relacionadas	11	5.660			9.124				
5.50.30.30 Amortización menor valor de inversiones	12	1.424			297				
5.50.30.35 Amortización mayor valor de inversiones (menos)		0			0				
5.50.30.40 Corrección monetaria neta	24	0			31.807				
5.50.30.45 Diferencia de cambio neta	25	(4.488)			(138.168)				
5.50.30.50 Otros abonos a resultado que no representan flujo de efectivo (menos)		(10.583)			(15.779)				
5.50.30.55 Otros cargos a resultado que no representan flujo de efectivo		2.870			3.295				
<b>5.50.40.00 Variación de Activos que afectan al flujo de efectivo (aumentos) disminuciones</b>		<b>846.500</b>			<b>(504.283)</b>				
5.50.40.10 Deudores por ventas		876.050			(272.179)				
5.50.40.20 Existencias		(209.430)			(263.117)				
5.50.40.30 Otros activos		179.880			31.013				
<b>5.50.50.00 Variación de pasivos que afectan al flujo de efectivo aumentos (disminuciones)</b>		<b>(897.840)</b>			<b>415.341</b>				
5.50.50.10 Cuentas por pagar relacionadas con el resultado de la explotación		562.383			304.777				
5.50.50.20 Intereses por pagar		46.321			14.015				
5.50.50.30 Impuesto a la renta por pagar (neto)		402			57.343				
5.50.50.40 Otras cuentas por pagar relacionadas con el resultado fuera de explotación		(4.385)			(30.422)				
5.50.50.50 Impuesto al Valor Agregado y otros similares por pagar (neto)		(1.502.561)			69.628				
<b>5.50.60.00 Utilidad (Pérdida) del interés minoritario</b>		<b>78</b>			<b>50</b>				
<b>5.50.00.00 FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN</b>		<b>336.862</b>			<b>150.432</b>				



## 01. Inscripción en el Registro de Valores

La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), es la matriz del grupo de empresas a que se refieren los presentes estados financieros consolidados.

Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N°783. De acuerdo a lo anterior, la Empresa se encuentra sujeta a las normas de la citada Superintendencia.

Las filiales cuyos estados financieros se incluyen en la consolidación, corresponden tanto a empresas situadas en Chile como en el exterior.

Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) fue creada por la Ley 9.618 de fecha 19 de junio de 1950 y es propiedad del Estado de Chile. Su actividad principal, de acuerdo con dicha Ley y modificaciones posteriores, es la exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos, actividad que está facultada para desarrollar dentro y fuera del territorio nacional. Es holding de las filiales: Enap Refinerías S.A., Enap Sipetrol S.A. y Petro Servicio Corp. S.A., además, posee una sucursal en la República Argentina.

Enap Refinerías S.A. refina el petróleo crudo tanto nacional como importado, el que adquiere a ENAP y presta servicios de recepción y almacenamiento de hidrocarburos, a través de terminales y estanques, las Sociedades Petro Servicio Corp. S.A. y Enap Sipetrol S.A. realizan fuera del territorio nacional una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

Enap Sipetrol S.A. posee sucursales en Ecuador, Colombia, Argentina y Venezuela y las filiales en Argentina, Estados Unidos, Inglaterra, Ecuador, Uruguay y Brasil.

La filial Enap Refinerías S.A., es una sociedad anónima cerrada, inscrita voluntariamente en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N°833, con fecha 25 de junio de 2004. De acuerdo a la aprobación de la Junta General de Accionistas de Enap Refinerías S.A., celebrada el 30 de noviembre de 2004, se fusionó con Empresa Almacenadora de Combustibles S.A. (EMALCO S.A.), mediante la incorporación de esta última que se extingue, por la primera que subsiste. De acuerdo a lo anterior, Enap Refinerías S.A. incorporó todos los activos, pasivos y resultados de EMALCO S.A., sin limitaciones ni exclusiones de ninguna especie, asimismo, también le sucede en todos sus derechos y obligaciones. Para estos efectos, EMALCO S.A. aporta todos sus activos y pasivos a valor contable.

## 02. Criterios Contables Aplicados

### a. Período contable

Los estados financieros consolidados comprenden los años terminados al 31 de diciembre de 2005 y 2004.

### b. Bases de preparación

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

### c. Bases de presentación

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

Para estos efectos los saldos iniciales de activos, pasivos y patrimonio del año 2005, se convirtieron a dólares estadounidenses a la cotización vigente al cierre del año 2004 (tasa de \$ 557,4 por peso chileno).

Hasta el 31 de diciembre de 2004, los registros contables eran mantenidos en pesos chilenos, moneda del país en que la Empresa esta incorporada. De acuerdo a las instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros, los estados financieros al 31 de diciembre de 2004, fueron expresados a dólares estadounidenses al tipo de cambio de cierre a dicha fecha. (tasa de \$557,40 por peso chileno). Tal expresión no debe ser interpretada como la representación de que las cifras en pesos chilenos podrían ser convertidas a dólares estadounidenses a la tasa de cambio señalada anteriormente o cualquier otra tasa.

Para efectos comparativos, en los estados financieros de 2004, se reclasificó en Enap Sipetrol S.A., una provisión de impairment de activos fijos desde la depreciación acumulada hacia los correspondientes activos fijos brutos.

### d. Bases de consolidación

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

Los estados financieros de las sociedades extranjeras al 31 de diciembre de 2005 y 2004 han sido preparados de acuerdo a la normativa establecida en los Boletines Técnicos N°72, N°64 y N°42 del Colegio de Contadores de Chile A.G

En cuadro adjunto 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. Corrección monetaria

## 02. Criterios Contables Aplicados

En conformidad a lo expuesto en la letra c) anterior, la Sociedad fue autorizada para llevar su contabilidad en dólares estadounidenses a contar del 1° de enero de 2005. Consecuentemente, las normas de corrección monetaria se aplicaron sólo hasta el 31 de diciembre del año 2004, donde los activos y pasivos no monetarios, el patrimonio y las cuentas de ingresos, costos y gastos, han sido corregidos monetariamente a objeto de reflejar en los estados financieros el efecto de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda. Para estos efectos, se ha considerado el porcentaje de variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), que ascendió a 2,5% para el año terminado el 31 de diciembre de 2004.

### f. Bases de conversión

Los activos y pasivos monetarios que se encuentran pactados en pesos chilenos u otras monedas distintas a US\$ y en unidades de fomento se presentan en dólares estadounidenses convertidos al tipo de cambio observado al cierre del ejercicio, de acuerdo a las siguientes paridades:

	2005	2004
Peso chileno por dólar	512,50	557,40
Peso argentino por dólar	3,03	2,97
Peso colombiano por dólar	2.285,05	2.344,50
Libra esterlina por dólar	0,58	0,52
Unidad de fomento por dólar	0,03	0,03

Hasta el 31 de diciembre de 2004, los saldo en moneda extranjera y en unidades de fomento eran expresados a pesos chilenos al tipo de cambio vigente al cierre, valor determinado por el Banco Central de Chile y al valor de cierre de la unidad de fomento.

### g. Depósitos a plazo

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

### h. Valores negociables

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

### i. Instrumentos adquiridos con pacto de retroventa

Las inversiones adquiridas con pacto de retroventa se valúan en forma similar a una inversión en depósito a plazo y se presentan en el rubro otros activos circulantes.

### j. Estimación de deudores incobrables

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

### k. 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.

## 02. Criterios Contables Aplicados

Hasta el 31 de diciembre de 2004, las existencias se presentaban con corrección monetaria

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.

### l. 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.

Hasta el 31 de diciembre de 2004, el activo fijo se presentaba corregido monetariamente.

### m. Depreciación activo fijo

La depreciación se calcula en forma lineal sobre la base de los años de vida útil estimada de los bienes, excepto los campos petrolíferos, cuya depreciación se calcula por el método unidad de producción considerando la producción del año y reservas estimadas (probadas-desarrolladas) de petróleo crudo y gas, de acuerdo con informes técnicos preparados por personal de la Empresa, cuyas cifras son certificadas en forma periódica por especialistas independientes. La depreciación de oleoductos y gasoductos marinos se calcula por el método de unidad de producción, considerando además de la producción del año y de las reservas probadas-desarrolladas, las reservas probables del área en explotación.

### n. 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

## 02. Criterios Contables Aplicados

no se ejerza la opción de compra no se puede disponer libremente de ellos.

### ñ. Inversiones en empresas relacionadas

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

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

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

### o. Inversión en otras sociedades

Las inversiones en otras sociedades se presentan valorizadas al costo de adquisición. Hasta el 31 de diciembre de 2004, dichas inversiones se presentaban con corrección monetaria.

### p. 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".

### q. 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.

### r. 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.

## 02. Criterios Contables Aplicados

### s. 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.

### t. 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.

### u. Contratos de derivados

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

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

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

### v. Vacaciones del personal

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

### w. 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.

### x. 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.

### y. 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.

### z. Software computacional

La empresa adquiere sus software en paquetes computacionales, los cuales se

## 02. Criterios Contables Aplicados

cargan a resultados en el mismo ejercicio de su adquisición. El costo de implementación, en caso de ser significativo, se activa y se amortiza en un período máximo de 4 años.

### aa. 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.

### ab. Estado de flujo de efectivo

La Empresa ha considerado como efectivo y efectivo equivalente el disponible y todas aquellas inversiones de corto plazo que se efectúan como parte de la administración habitual de los excedentes de caja, de acuerdo con lo señalado por el Boletín Técnico N°50 del Colegio de Contadores de Chile A.G., y comprende el disponible, depósitos a plazo, valores negociables (no accionarios) y pactos de retroventa, los cuales son clasificados bajo el rubro Otros activos circulantes.

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

## 02. Criterios Contables Aplicados Sociedades Incluidas en la Consolidación

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
		31/12/2005			31/12/2004
		DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
87756500-9	ENAP REFINERÍAS S.A.	99,9600	0,0000	99,9600	99,9600
0-E	PETRO SERVICIO CORP. S.A. (ARGENTINA)	99,9900	0,0100	100,0000	100,0000
96579730-0	ENAP SIPETROL S.A.	99,5000	0,5000	100,0000	100,0000
0-E	SIPETROL ARGENTINA S.A. (FILIAL DE ENAP SIPET	0,5000	99,5000	100,0000	100,0000
0-E	SIPETROL BRASIL LTDA. (FILIAL DE ENAP SIPETRO	0,0000	99,9000	99,9000	99,9000
0-E	SIPETROL (UK) LIMITED (FILIAL DE ENAP SIPETRO	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	SIPETROL USA INC. (FILIAL DE ENAP SIPETROL S.A	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	SIPETROL INTERNACIONAL S.A. (URUGUAY) (FILI	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	SOCIEDAD INTERNACIONAL PETROLERA ENAP EC	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
0-E	MANU PERU HOLDING S.A. (FILIAL DE ENAP REFI	0,1000	99,9000	100,0000	100,0000
0-E	INVERSIONES Y PROYECTOS HUMBOLT S.A. (FILI	0,0000	99,9001	99,9001	99,9001
99519820-7	ENERGIA CONCON S.A.	0,0000	0,0000	0,0000	100,0000



Rut : 92604000 - 6  
Período : 01-01-2005 al 31-12-2005  
Tipo de moneda : Miles de Dólares  
Tipo de Balance : Consolidado

1  
1  
1

<b>03. Cambios Contables</b>
------------------------------

Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2005, no se efectuaron cambios contables con respecto al ejercicio anterior que puedan afectar significativamente la interpretación de los presentes estados financieros consolidados.

## 04. Deudores de Corto y Largo Plazo

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

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

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

RUBRO	CIRCULANTES							LARGO PLAZO	
	Hasta 90 días		Más de 90 hasta 1 año		Subtotal	Total Circulante (neto)		31/12/2005	31/12/2004
	31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004		31/12/2005	31/12/2004		
Deudores por Ventas	586.396	432.568	2.072	0	588.468	588.168	432.568	0	0
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	300	-	-	-	-
Documentos por cobrar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	0	-	-	-	-
Deudores Varios	46.993	27.580	2.680	9.972	49.673	49.673	37.552	25.734	28.611
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total deudores largo plazo</b>								<b>25.734</b>	<b>28.611</b>

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

	<b>2005</b>		<b>2004</b>	
	MUS\$	%	MUS\$	%
Nacionales:				
Distribuidores	461.034	78,39%	318.442	73,62%
Consumidores directos	21.952	3,73%	29.202	6,75%
Extranjeros:				
Deudores extranjeros	105.182	17,88%	84.924	19,63%
Totales	<u>588.168</u>	<u>100,00%</u>	<u>432.568</u>	<u>100,00%</u>

## 05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas

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

- (1) Los saldos por cobrar y pagar a corto plazo corresponden principalmente a operaciones comerciales, las cuales no generan interés ni reajuste.
- (2) Corresponden a contratos de compraventa de divisas (dólares) efectuado entre las sociedades coligadas y ENAP.
- (3) Corresponde a deuda por compra de activos fijos a través de un contrato de leasing financiero, celebrado entre Enap Refinerías S.A. con Eteres y Alcoholes S.A., Petrosul S.A., Productora de Diesel y Cía Hidrógeno del Bío Bío S.A. con vencimiento el año 2017, 2019 y 2020 respectivamente.
- (4) Los saldos por cobrar a largo plazo corresponden a futuros aportes de capital en las empresas relacionadas, los cuales no tienen plazo de vencimiento.
- (5) Durante el año 2005, Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. realizó una reducción de capital, generando la cuenta por cobrar a corto plazo.

Rut : 92604000 - 6  
 Período : 01-01-2005 al 31-12-2005  
 Tipo de moneda : Miles de Dólares  
 Tipo de Balance : Consolidado

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

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.(1)	173	24	0	0
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A. (1)	228	35	0	0
96806130-5	ELECTROGAS S.A. (1)	70	62	0	0
96694400-5	GAS DE CHILE S.A. (4)	0	0	219	217
78889940-8	NORGAS S.A. (1)	827	536	0	0
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A. (4)	5	0	10.074	9.138
0-E	GASODUCTO DEL PACÍFICO ARGENTINA S.A. (5)	1.564	5.108	0	0
96668110-1	CIA. LATINOAMERICANA PETROLERA S.A. (1)	4	253	0	0
0-E	PRIMAX (1)	7.842	104	0	0
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA (1)	55	0	0	0
<b>TOTALES</b>		<b>10.768</b>	<b>6.122</b>	<b>10.293</b>	<b>9.355</b>

Rut : 92604000 - 6  
 Período : 01-01-2005 al 31-12-2005  
 Tipo de moneda : Miles de Dólares  
 Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1  
 FECHA  
 IMPRESIÓN: 28-02-2006

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

RUT	SOCIEDAD	CORTO PLAZO		LARGO PLAZO	
		31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A. (1)	1.172	0	0	0
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A. (1)	1.147	0	0	0
96668110-1	CÍA. LATINOAMERICA PETROLERA S.A. (2)	0	0	4.577	4.481
99519810-K	CÍA DE HIDRÓGENO DEL BÍO BÍO S.A.	1.861	0	42.798	0
78335760-7	PETROPOWER ENERGÍA LTDA. (1)	806	13.114	0	0
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A. (3)	1.298	1.108	27.571	28.869
96861390-1	INNERGY HOLDING (1)	0	1.338	0	0
96969000-4	PETROSUL S.A. (3)	1.491	1.680	30.564	31.618
99548320-3	PRODUCTORA DE DIESEL S.A. (3)	11.643	0	120.099	0
<b>TOTALES</b>		<b>19.418</b>	<b>17.240</b>	<b>225.609</b>	<b>64.968</b>

**05. Saldos y Transacciones con entidades relacionadas**  
**Transacciones**

SOCIEDAD	RUT	NATURALEZA DE LA RELACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA TRANSACCIÓN	31/12/2005		31/12/2004	
				MONTO	EFFECTOS EN RESULTADOS (CARGO/ABONO)	MONTO	EFFECTOS EN RESULTADOS (CARGO/ABONO)
PETROPOWER ENERGIA LTDA.	78335760-7	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	36.800	0	37.542	0
SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.	81095400-0	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	32.279	0	22.389	0
-	81095400-0	COLIGADA	VENTA DE SERVICIOS	96	4	77	0
-		COLIGADA	SERV. DE TRANSPORTE POR OLEODU	22.846	0	19.883	0
ELECTROGAS S.A.	96806130-5	COLIGADA	SERV. TRANSPORTE GAS NATURAL	149	0	2.576	0
ETERES Y ALCOHOLES S.A.	96913550-7	COLIGADA	SERVICIO DE MANTENCION	0	0	573	0
		COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESO	0	0	2.927	0
INNERGY HOLDING S.A.	96856650-4	COLIGADA	COMPRA DE GAS NATURAL	16.380	0	13.095	0
PETROSUL S.A.	96969000-4	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS DE PROCESO	0	0	709	0
PRIMAX S.A.	0-E	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	121.573	0	0	0
OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S.A.	96655490-8	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	1.760	0	943	0
		COLIGADA	SERV. TRANSPORTE POR OLEODUCTO	10.344	0	15.060	0
NORGAS S.A.	78889940-8	COLIGADA	VENTA DE PRODUCTOS	13.813	596	9.900	366
SOC. NACIONAL MARÍTIMA	76384550-8	COLIGADA	COMPRA DE SERVICIOS	1.573	0	0	0



## 06. Existencias

El detalle de las existencias se presenta en cuadro adjunto.

## 06. Existencias

	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Petróleo crudo	128.308	109.901
Petróleo crudo en tránsito	252.342	161.203
Productos terminados	445.189	311.669
Productos terminados en tránsito	12.449	30.804
Materiales en bodega (neto)	36.328	31.763
Totales	<u>874.616</u>	<u>645.340</u>

## 07. Impuestos diferidos e impuestos a la renta

### a. Impuesto a la renta

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

### b. Impuestos diferidos

El detalle de los saldos acumulados por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2005 y 2004 se presenta en cuadro adjunto:

El saldo de las cuentas complementarias relacionadas con provisión de obsolescencia de materiales y de retiro de plataformas, es amortizado en función del reverso real de la respectiva diferencia temporal que le dio origen. Para los contratos de leasing el plazo remanente es de 11,7 años.

### c. Gastos por impuesto a la renta

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

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

CONCEPTOS	31/12/2005				31/12/2004			
	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
<b>DIFERENCIAS TEMPORARIAS</b>								
Provisión cuentas incobrables	171	0	0	0	231	208	0	0
Ingresos Anticipados	133	0	0	0	2.302	0	0	0
Provisión de vacaciones	6.181	0	0	0	4.773	320	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	1.712	0	0	0	1.279	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	62	746	341	0	1.217	1.875	60	2.656
Utilidades no realizadas venta de crudo	6.984	0	0	0	5.180	0	0	0
Provisión obsolescencia materiales (1)	0	8.301	0	0	0	5.799	0	0
Provisión retiro plataformas y normaliza	0	30.754	0	0	0	18.494	0	0
Pérdida tributaria	6.726	14.065	0	0	2.924	5.132	0	0
Contratos leasing	0	3.024	0	35	0	0	0	849
Gastos diferidos bonos	0	0	0	6.491	0	0	0	7.595
Menor valor bonos	0	0	0	3.361	0	0	0	3.555
Gastos financieros diferidos	0	0	0	2.371	0	0	0	4.595
Provisión desvinculación	5.825	0	0	0	6.212	0	0	0
Provisión Valuación Inversiones	0	5.742	0	0	0	5.209	0	0
Provisión cuota Exploraciones	0	1.085	0	0	0	0	0	0
Activos Fijos	0	6.406	1.133	0	0	9.007	0	0
Gastos pagados por anticipado	0	0	3.175	0	0	0	0	0
Provisión medio ambiente	1.020	0	0	0	0	0	0	0
<b>OTROS</b>								
Cuentas complementarias-neto de amortiza	0	15.921	0	3	0	16.086	0	31
Provisión de valuación	0	13.234			0	15.175		
<b>Totales</b>	<b>27.102</b>	<b>40.968</b>	<b>6.361</b>	<b>12.255</b>	<b>22.839</b>	<b>14.783</b>	<b>1.339</b>	<b>19.219</b>

## 07. Impuestos diferidos e impuesto a la renta

### Impuesto a la renta

El detalle del (activo) pasivo originado por concepto de impuesto a la renta es el siguiente:

	Provisión impuesto renta			
	circulante		a largo plazo	
	2005	2004	2005	2004
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>Provisiones de impuestos a la renta al 31 de diciembre:</b>				
- 17% de primera categoría	54.883	45.665	-	-
- Impuesto único	813	450	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades de Enap	30.516	44.595	-	-
- 40% DL-2.398 sobre dividendos coligadas (1)	2.610	5.128	-	-
- 40% DL-2.398 sobre utilidades filiales (1)	-	-	77.787	49.509
- Impuestos provenientes del exterior	37.477	35.310	-	-
<b>Total cargos por impuestos del año</b>	<b>126.299</b>	<b>131.148</b>	<b>77.787</b>	<b>49.509</b>
Traspaso al corto plazo 40% DL-2398 sobre utilidades filiales	14.852	-	(14.852)	-
Saldos de provisiones de impuestos del año anterior	-	-	132.478	82.969
<b>Totales</b>	<b>141.151</b>	<b>131.148</b>	<b>195.413</b>	<b>132.478</b>
<b>Menos:</b>				
- Pagos provisionales del año (2)	(118.109)	(81.057)	-	-
- Retención impuesto D.L.2384	-	(326)	-	-
- Anticipo de impuestos del exterior	(29.148)	(12.342)	-	-
- Crédito de capacitación	(566)	(391)	-	-
<b>Saldos netos (por recuperar) por pagar</b>	<b>(6.672)</b>	<b>37.032</b>	<b>195.413</b>	<b>132.478</b>

Los impuestos devengados por operaciones en el exterior comprenden impuestos a la renta en Argentina, Ecuador, Uruguay, Estados Unidos de Norteamérica, Brasil y Colombia, e impuestos a los ingresos brutos, de acuerdo a la normativa de cada país.

Enap Sipetrol S.A. no ha constituido provisión por impuesto a la renta en Chile, por existir una pérdida tributaria que asciende a MUS\$14.932 al 31 de diciembre de 2005 (MUS\$30.188 al 31 de diciembre de 2004).

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

(2) ENAP y Enap Refinerías S.A., al 31 de diciembre de 2005 efectuaron pagos provisionales mensuales (PPM) por montos de MUS\$71.258 y MUS\$ 46.851, respectivamente. En el año anterior estos pagos ascendieron a MUS\$37.806 y MUS\$ 43.251, respectivamente.

La porción a corto plazo del impuesto a la renta por recuperar se presenta formando parte del rubro Impuestos por recuperar del Activo Circulante. La porción a largo plazo por pagar se encuentra en el rubro Provisiones largo plazo.

Rut : 92604000 - 6  
Período : 01-01-2005 al 31-12-2005  
Tipo de moneda : Miles de Dólares  
Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1  
FECHA  
IMPRESIÓN: 28-02-2006

## 07. Impuestos diferidos e impuestos a la renta

### Impuestos a la renta

ITEM	31/12/2005	31/12/2004
Gasto tributario corriente (provisión impuesto)	-166.609	-145.347
Ajuste gasto tributario (ejercicio anterior)	0	0
Efecto por activos o pasivos por impuesto diferido del ejercicio	30.311	-15.503
Beneficio tributario por pérdidas tributarias	0	0
Efecto por amortización de cuentas complementarias de activos y pasivos diferidos	137	-2.601
Efecto en activos o pasivos por impuesto diferido por cambios en la provisión de evaluación	1.940	-248
Otros cargos o abonos en la cuenta	-37.477	-35.310
<b>TOTALES</b>	<b>-171.698</b>	<b>-199.009</b>

## 07. Impuestos diferidos e impuesto a la renta

### Gasto por impuesto a la renta

El efecto en la utilidad por impuesto a la renta e impuesto diferido, considerando la tasa del impuesto de primera categoría establecido en la Ley de la Renta y la tasa del impuesto a la renta incorporado en el artículo N°2 del D.L. N°2.398 es el siguiente:

	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos	369.620	315.877
Impuesto diferido 17%	22.395	(12.863)
Impuesto a la Renta 17%	(54.883)	(45.665)
Impuesto Único Art. 21	(813)	(450)
Impuestos provenientes del exterior	(37.477)	(35.310)
Utilidad antes de impuesto a la renta e impuestos diferidos según artículo N°2 del D.L. N°2.398	298.842	221.589
Impuesto diferido (tasa 40%)	9.993	(5.489)
Impuesto a la Renta (tasa 40%)	(110.913)	(99.232)
Utilidad antes de amortización mayor valor de inversiones e interés minoritario	197.922	116.868

## 08. Otros activos circulantes

El detalle de los otros activos circulantes se presenta en planilla adjunta.



## 8. Otros Activos Circulantes

	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Inversiones en pactos (1)	3.890	16.147
Gastos de emisión y colocación de títulos accionarios y títulos de deuda ( Nota 26 )	2.428	2.407
Costos obtención de préstamos	1.352	2.210
Pagos por cuenta de proyectos Argentina y Colombia	-	50
Derechos derivados estabilización precio diesel (Nota 28)	21.326	-
Derechos swap tasa de interés (Nota 28)	1.707	-
Derechos cross currency swap leasing (Nota 28)	127	-
Pérdida contrato derivado WTI (Nota 28)	10.980	-
Otros activos circulantes	1.895	522
<b>Totales</b>	<b>43.705</b>	<b>21.336</b>

(1) Corresponde a pactos de retroventa

## 09. Activos Fijos

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

Otros activos fijos:

(1) En este rubro están las oficinas corporativas adquiridas mediante un contrato de leasing con opción de compra con el Banco Santander Chile. Al 31 de diciembre de 2005 el valor neto asciende a MUS\$ 16.316 (MUS\$ 16.008 en 2004). Este contrato tiene vencimientos mensuales y finaliza en agosto de 2018.

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

Enap Refinerías S.A., en el transcurso del año 2005 ha incorporado bajo el sistema de leasing financiero las plantas de Hidrocracking suave de Gas Oil (MHC - Mild Hydrocracking) y de Hidrógeno por un valor total de MUS\$175.643 (MUS\$ 73.942 en 2004). Estas plantas más la planta de DIPE y las dos plantas de azufre que fueron incorporadas en años anteriores bajo leasing financiero, generan obligaciones, las que se reflejan netas de intereses no devengados, bajo el rubro Documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas del pasivo circulante y del pasivo a largo plazo. Los contratos suscritos tienen vigencia hasta el año 2017 con Eteres y Alcoholes S.A., hasta el año 2019 con Petrosul S.A., y hasta el año 2020 con Productora de Diesel S.A. y Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A.

(2) Los materiales en bodega para activo fijo se muestran netos de provisión de obsolescencia ascendente a MUS\$14.431 en 2005 (MUS\$ 14.431 en 2004).

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

	2005	2004
	MUS\$	MUS\$
Impairment CAM 2A Sur - Argentina	15.156	15.156
Impairment Dindal y Río Seco - Colombia	34.235	34.235
	-----	-----
Total	49.341	49.341

Para efectos comparativos con cifras del año 2004, es necesario considerar que con fecha 1 de enero de 2005, se dió inicio al nuevo sistema contable administrativo SAP Mandante Unico, instancia en que se procedió a reversar la depreciación acumulada de todos aquellos bienes del activo fijo que estaban totalmente depreciados. Los valores reversados son los siguientes:

MUS\$

Construcciones y obras de infraestructura	(627.792)
Maquinarias y equipos	(32.811)
Otros activos fijos	(6.849)
Depreciación acumulada	667.452

## 9. Activos Fijos

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

	2005			2004		
	Saldo bruto	Depreciación acumulada	Saldo neto	Saldo bruto	Depreciación acumulada	Saldo neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Terrenos	16.912	-	16.912	16.546	-	16.546
Construcciones y obras de infraestructura	3.919.094	(2.641.166)	1.277.928	4.367.728	(3.130.331)	1.237.397
Maquinarias y equipos	57.447	(36.012)	21.435	90.623	(64.947)	25.676
Otros activos fijos	345.501	(33.218)	312.283	174.645	(24.226)	150.419
<b>Totales</b>	<b>4.338.954</b>	<b>(2.710.396)</b>	<b>1.628.558</b>	<b>4.649.542</b>	<b>(3.219.504)</b>	<b>1.430.038</b>

## 9. Activos Fijos

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

	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Campos petrolíferos (3)	1.625.748	1.820.049
Plataformas petroleras	664.870	722.671
Proyectos inversión - exploración	34.955	32.748
Refinerías y plantas de gasolina	899.663	1.116.994
Oleoductos y gasoductos	279.405	312.027
Plantas de almacenamiento e instalaciones marítimas	45.730	82.824
Instalaciones de producción	10.696	17.923
Sistemas de reinyección	108.385	48.206
Edificios, poblaciones y campamentos	59.303	59.214
Obras en construcción y sondajes	190.339	155.072
Total	3.919.094	4.367.728
Menos: Depreciación acumulada	(2.641.166)	(3.130.331)
Valor neto	1.277.928	1.237.397

## 9. Activos Fijos

El detalle de los otros activos fijos es el siguiente:

	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Muebles, útiles y enseres	7.599	3.238
Activos en leasing (1)	268.619	94.881
Materiales en bodega (2)	66.263	65.354
Softwares	3.020	11.167
Otros activos	0	5
Total	<u>345.501</u>	<u>174.645</u>
Menos: Depreciación acumulada	<u>(33.218)</u>	<u>(24.226)</u>
Valor neto	<u><u>312.283</u></u>	<u><u>150.419</u></u>

## 9. 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:

	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Costos de explotación	193.547	180.557
Gasto de administración	<u>2.723</u>	<u>3.271</u>
Totales	<u>196.270</u>	<u>183.828</u>

## 10. Transacciones de venta con retroarrendamiento

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

Esta operación generó una utilidad en ventas de activo fijo ascendentes a MUS\$122, la cual se reconoció en el ejercicio 2005.

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

## 11. Inversiones en empresas relacionadas

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

(1) En mayo de 2004, se vendió la totalidad de las acciones de la sociedad Petroquím S.A., generándose una utilidad neta de MUS\$31 que se presenta bajo el rubro Otros ingresos no operacionales.

(2) En julio de 2004, se vendió la totalidad de las acciones de las sociedades Depósitos Asfálticos S.A. (DASA) y Petroquímica Dow S.A., generándose utilidades netas de MUS\$16 y MUS\$1.704, respectivamente.

(3) Con fecha 16 de agosto de 2004, la filial Enap Refinerías S.A. adquirió a través de su filial Inversiones y Proyectos Humboldt S.A., filial a su vez de Manu Perú S.A. el 56,52% de la sociedad peruana Distribuidora Petrox S.A. (la cual corresponde a la fusión entre Shell Perú y Romero Trading Combustibles S.A.). Este porcentaje disminuyó a un 49% debido a la venta de acciones efectuadas en el mes de mayo de 2005. Durante el año 2005 se modificó su denominación a Primax S.A..

La Superintendencia de Valores y Seguros autorizó a ENAP y a Enap Refinerías S.A. mediante Oficio Ord. N°09932 del 21 de octubre de 2004, para no consolidar línea a línea los estados financieros de Distribuidora Petrox S.A., hoy Primax S.A.. Las razones de la sociedad y argumentadas ante la S.V.S. se basan fundamentalmente en que no se posee el control de dicha sociedad, de acuerdo a lo definido en el Boletín Técnico N°72 del Colegio de Contadores de Chile A.G..

Debido a la disminución a un 49% en la participación de la sociedad peruana Distribuidora Petrox S.A., hoy Primax S.A., descrita en el párrafo precedente, Enap Refinerías S.A. presenta dicha inversión al 31 de diciembre 2005, en una sola línea en el rubro Inversiones en empresas relacionadas y ha sido valorizada a su valor justo, conforme a la metodología establecida en el Boletín Técnico N°72 del Colegio de Contadores de Chile A.G. y Circular N°1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

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

(4) En noviembre de 2004, se vendió el 12% de participación en SONACOL S.A., generándose una utilidad neta de MUS\$3.631.

(5) Según lo acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía Latinoamericana Petrolera S.A., de fecha 30 de diciembre de 2004, se procedió a la disolución de Compañía Petrolera Número Dos S.A., mediante la compra de 6.166.980 acciones por parte de CLAPSA a ENAP, COPEC S.A. y Enap Sipetrol S.A. Esta operación generó una utilidad neta de MUS\$4.

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

(7) En sesión de Directorio de ENAP, celebrada el 28 de julio de 2005 se aprobó concurrir a la reestructuración de SONACOL S.A., que separa el negocio marítimo



## 11. Inversiones en empresas relacionadas

respecto del negocio de oleoducto, mediante la división de la Sociedad. Una de ellas se encargará del negocio de oleoducto (Sonacol Oleoducto) y la Sociedad naciente bajo la razón social de SONAMAR S.A., se encargará del negocio marítimo. Producto de la división, los accionistas de la nueva sociedad mantienen la misma participación que tenían en la sociedad dividida. En el caso de ENAP, su participación en SONAMAR S.A., producto de la división, es de 10,1%.

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

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

### INFORMACION SOBRE INVERSIONES EN EL EXTERIOR:

Para las inversiones en el exterior que mantiene la Empresa y sus filiales al 31 de diciembre de 2005 y 2004, no existen dividendos acordados por las utilidades potencialmente remesables al 31 de diciembre de 2005 y 2004.

Durante los años 2005 y 2004 la Empresa y sus filiales no han contraído pasivos como cobertura de estas inversiones en el exterior.

## 11. Inversiones en empresas relacionadas

### Detalle de las inversiones

RUT	SOCIEDAD	PAIS DE ORIGEN	MONEDA DE CONTROL DE LA INVERSIÓN	NÚMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN		PATRIMONIO SOCIEDADES		RESULTADO DEL EJERCICIO		RESULTADO DEL DEVENGADO		VPP		RESULTADO S NO REALIZADOS		VALOR CONTABLE DE LA INVERSIÓN	
					31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004
0-E	PRIMAX S.A. (3)	PERU	US\$	86.466.630	49,0000000000	56,5200000000	59.310	55.335	3.816	1.865	1.870	1.273	29.062	40.654	-	-	29.062	40.654
96762250-8	GASODUCTO DEL PACIFICO (CHILE) S.A.	CHILE	US\$	38.592.313	18,2000000000	18,2000000000	142.764	143.050	13.337	10.541	2.427	1.918	25.983	26.035	-	-	25.983	26.035
0-E	GASODUCTO DEL PACIFICO (ARGENTINA) S.A.	ARGENTINA	US\$	15.900.586	18,2000000000	18,2000000000	82.760	82.720	7.600	9.500	1.383	1.729	15.062	15.055	-	-	15.062	15.055
81095400-0	SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A. (4) (7)	CHILE	PESO	10.061.279	10,1000000000	22,1000000000	130.190	127.834	23.043	23.205	2.327	4.395	13.149	12.911	-	-	13.149	12.911
78335760-7	PETROPOWER ENERGIA LTDA.	CHILE	US\$	0	15,0000000000	15,0000000000	69.180	68.363	11.073	8.787	1.660	1.318	10.378	10.254	-	-	10.378	10.254
99548320-3	PRODUCTORA DIESEL S.A.	CHILE	US\$	9.989.940	45,0000000000	45,0000000000	24.906	20.425	3.147	-160	1.417	-72	11.208	9.192	-	-	11.208	9.192
0-E	TERMINALES MARITIMAS PATAGÓNICAS S.A.	ARGENTINA	US\$	198.025	13,7900000000	13,7900000000	56.392	59.716	3.414	4.514	471	622	7.778	8.235	-	-	7.778	8.235
0-E	OLEODUCTO TRASANDINO (ARGENTINA) S.A.	ARGENTINA	US\$	8.211.770	18,0900000000	18,0900000000	26.911	35.131	-8.220	-15.146	-1.487	-2.740	4.868	6.355	-	-	4.868	6.355
96969000-4	PETROSUL S.A.	CHILE	PESO	4.739	47,3900000000	47,3900000000	12.403	11.583	-649	660	-307	313	5.877	5.489	-	-	5.877	5.489
96889570-2	INVERSIONES ELECTROGAS S.A.	CHILE	PESO	150	15,0000000000	15,0000000000	34.285	32.799	8.033	9.251	1.205	1.388	5.143	4.920	-	-	5.143	4.920
96913550-7	ETERES Y ALCOHOLES S.A.	CHILE	US\$	4.174	41,7400000000	41,7400000000	8.483	6.674	1.809	1.539	756	643	3.541	2.786	-	-	3.541	2.786
96668110-1	COMPAÑIA LATINOAMERICANA PETROLERA S.A.	CHILE	PESO	44.224	40,0000000000	40,0000000000	11.827	11.065	-604	-876	-241	-4732	4.426	-	-	-	4.732	4.426
78889940-8	NORGAS S.A.	CHILE	PESO	420.000	42,0000000000	42,0000000000	5.901	4.463	1.394	1.200	585	504	2.479	1.875	-	-	2.479	1.875
96655490-8	OLEODUCTO TRASANDINO (CHILE) S.A.	CHILE	PESO	3.134.113	18,0400000000	18,0400000000	9.426	27.900	-1.639	-16.886	-296	-3.046	1.700	5.033	-	-	1.700	5.033
96971330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A.	CHILE	PESO	2.096.965.185	49,9000000000	49,9000000000	2.810	2.516	-24	-26	-12	-13	1.402	1.255	-	-	1.402	1.255
0-E	A&C PIPELINE HOLDING	I CAYMAN	US\$	164.250	18,2500000000	18,2500000000	591	761	12	0	3	0	108	139	-	-	108	139
96694400-5	GAS DE CHILE S.A.	CHILE	PESO	2.973.170	50,0000000000	50,0000000000	75	74	-8	-3	-4	-1	38	37	-	-	38	37
0-E	GASODUCTO CAYMAN LTD.	I.CAYMAN	US\$	9.100	18,2000000000	18,2000000000	28	38	0	0	0	0	5	7	-	-	5	7
96806130-5	ELECTROGAS S.A.	CHILE	PESO	30	0,0076000000	0,0076000000	31.582	30.218	8.244	9.487	1	1	2	2	-	-	2	2
96856650-4	INNERGY HOLDING S.A.	CHILE	PESO	12.211.639	25,0000000000	25,0000000000	-2.383	-735	-12.048	-10.855	-3.012	-2.714	1	0	-	-	1	0
78021560-7	PETROQUIM S.A. (1)	CHILE	US\$	0	0,0000000000	0,0000000000	0	0	0	0	0	1.056	0	0	-	-	0	0
76384550-8	SOCIEDAD NACIONAL MARITÍMA S.A. (7)	CHILE	PESO	12.965.340	10,1000000000	0,0000000000	14.440	0	4.997	0	505	0	1.458	0	-	-	1.458	0
96656810-0	COMPAÑIA LATINOAMERICANA PETROLERA N° 2 S.A. (5)	CHILE	PESO	0	0,0000000000	0,0000000000	0	0	0	0	0	-187	0	0	-	-	0	0
92933000-5	PETROQUIMICA DOW S.A. (2)	CHILE	PESO	0	0,0000000000	0,0000000000	0	0	0	0	0	791	0	0	-	-	0	0
96807740-6	DEPOSITOS ASFALTICOS S.A. (2)	CHILE	PESO	0	0,0000000000	0,0000000000	0	0	0	0	0	2	0	0	-	-	0	0
99519820-7	ENERGIA CONCON S.A. (ENERCON) (6)	CHILE	PESO	81.818	49,0000000000	82,5000000000	10.569	0	6.584	0	3.226	0	5.180	0	-	-	5.180	0
99577350-3	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA S.A.(8)	CHILE	PESO	239.806	49,0000000000	0,0000000000	421	-	-615	-	-301	-	206	-	-	-	206	-
99519810-K	CÍA DE HIDRÓGENO DEL BÍO BÍO S.A.(9)	CHILE	US\$	100.000	10,0000000000	0,0000000000	0	-	0	-	-	-	1.000	-	-	-	1.000	-
	TOTAL												150.360	154.660	0	0	150.360	154.660

## 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, al 31 de diciembre de 2005 se han amortizado 4 años.

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

Rut : 92604000 - 6  
Período : 01-01-2005 al 31-12-2005  
Tipo de moneda : Miles de Dólares  
Tipo de Balance : Consolidado

Página 1 de 1  
FECHA  
IMPRESIÓN: 28-02-2006

## 12. Menor y Mayor valor de inversiones Menor Valor

RUT	SOCIEDAD	31/12/2005		31/12/2004	
		MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR	MONTO AMORTIZADO EN EL PERIODO	SALDO MENOR VALOR
0-E	TERMINALES MARÍTIMAS PATAGÓNICAS S.A.	270	203	297	473
0-E	PRIMAX S.A. (EX-DISTRIBUIDORA PETROX S.A.)	1.154	4.616	0	0
	TOTAL	1.424	4.819	297	473

### 13. Otros (Activos)

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

### 13. Otros (Activos)

	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Gastos asociados a la obtención de préstamos	2.807	5.851
Gastos en emisión de bonos y descuento en colocación (Nota 26)	14.858	17.153
Impuestos por amortizar (Colombia)(1)	2.488	2.350
Depósito a plazo (2)	-	1.824
Materiales de operación de baja rotación (3)	2.194	2.194
Pérdida contratos operaciones Swap WTI (Nota 28)	20.430	1.455
Derechos swap tasa interés (Nota 28)	5.388	1.597
Derechos cross currency swap leasing (Nota 28)	1.465	-
Derechos cross currency swap bonos (Nota 28)	36.597	21.575
Otros	74	41
Totales	<u>86.301</u>	<u>54.040</u>

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

Sipetrol está acogido a este beneficio, al recibir de GHK Company estos derechos en el contrato de cesión del 57,7% del bloque Dindal Río Seco, lo que obliga a la Sociedad a justificar las exportaciones que se produzcan en el bloque, disponiendo de un plazo para que se exporte la producción hasta el mes de julio de 2007. En virtud de dicho plan, la sucursal registra en sus activos y pasivos de largo plazo a diciembre de 2005, un monto de MUS\$2.488 (MUS\$2.350 a diciembre de 2004).

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

(3) Los materiales de operación con baja rotación se presentan netos de provisión de obsolescencia por un monto ascendente a MUS\$10.460 (MUS\$ 10.460 en 2004).

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

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

(1) Citibank N.A.:

Con fecha 25 de enero de 2002, la Empresa suscribió un contrato de crédito por US\$170.000.000 con un grupo de cinco bancos. Dicho crédito tiene un plazo de vencimiento de cinco años, con pagos del principal a partir de enero de 2004, con amortizaciones y pago de intereses semestrales. Para este crédito el Agente Administrador ("Administrative Agent") es el Banco Citibank N.A.. El 18 de diciembre de 2002 se efectuó un prepago de US\$94.000.000. El 25 de enero de 2005 este crédito fue prepago en su totalidad.

(2) J.P. Morgan Chase Bank:

En agosto de 2003, la Empresa obtuvo un crédito por un monto de US\$150.000.000, otorgado por un grupo de bancos, actuando como agente el Banco Citibank N.A. Dicho crédito tiene vencimiento de cinco años, con pagos del principal a contar del 4 de septiembre de 2006, con amortizaciones e intereses semestrales. Este crédito sindicado que fue liderado por Citibank en año 2003, tuvo en septiembre de 2004 los siguientes cambios:

- El agente administrativo cambió de Citibank a J.P. Morgan Chase.
- El margen sobre Libor bajó de 0,5% a 0,2%.

En septiembre 2004, la Empresa contrató un nuevo crédito por US\$ 100.000.000, actuando como agente el J.P. Morgan Chase Bank, el cual tiene un único pago en septiembre 2009. El crédito devenga intereses a tasa Libor + 0,2% los primeros 4 años y de 0,225% el quinto año.

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

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

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

RUT	BANCO O INSTITUCIÓN FINANCIERA	TIPOS DE MONEDAS E ÍNDICE DE REAJUSTE										\$ NO REAJUSTABLES		TOTALES	
		DOLARES		EUROS		YENES		OTRAS MONEDAS EXTRANJERAS		UF					
		31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2004
Corto Plazo (código 5.21.10.10)															
Largo Plazo - Corto Plazo (código 5.21.10.20)															
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK (2)	32.083	1.091	0										32.083	1.091
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK (2)	1.388	726											1.388	726
0-E	BANCO SANTANDER NEW YOR	0	889											0	889
0-E	BANQUE NATIONALE DE PARIS	0	2.196											0	2.196
0-E	CITIBANK N.A. (1)	0	71.384											0	71.384
0-E	J.P. MORGAN AGENCIADO (3)	22.617	26.606											22.617	26.606
	Otros	0	0											0	0
	<b>TOTALES</b>	56.088	102.892											56.088	102.892
	Monto capital adeudado	52.500	100.217											52.500	100.217
	Tasa int prom anual	3,90%	1,89%												

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



## 15. Otros Pasivos Circulantes

El detalle de los Otros pasivos circulantes se presenta en cuadro adjunto.

## 15. Otros Pasivos Circulantes

	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Utilidad diferida swap tasa de interés (Nota 28)	1.428	592
Utilidad diferida derivados estabilización precio diesel (Nota 28)	21.326	-
Utilidad diferida cross currency swap leasing (Nota 28 )	127	-
Obligación contratos de derivados WTI (Nota 28)	10.980	-
Otros	2.093	1
Totales	<u>35.954</u>	<u>593</u>

## **16. 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.

**16. Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo**  
**Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo**

RUT	BANCO O INSTITUCIÓN FINANCIERA	AÑOS DE VENCIMIENTO						FECHA CIERRE PERÍODO ACTUAL		FECHA CIERRE PERÍODO ANTERIOR	
		MONEDA ÍNDICE DE REAJUSTE	MÁS DE 1 HASTA 2	MÁS DE 2 HASTA 3	MÁS DE 3 HASTA 5	MÁS DE 5 HASTA 10	MÁS DE 10 AÑOS		TOTAL LARGO PLAZO AL CIERRE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS	TASA DE INTERÉS ANUAL PROMEDIO	TOTAL LARGO PLAZO AL CIERRE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS
							MONTO	PLAZO			
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK (2)	Dólares	60.000	60.000	100.000	0	0	0	220.000	3,83%	250.000
		Euros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Yenes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		UF	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		\$ no reajustables	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Otras monedas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0-E	J.P. MORGAN CHASE BANK AGENCIADO (3)	Dólares	22.500	21.000	0	0	0	0	43.500	3,96%	66.000
		Euros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Yenes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		UF	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		\$ no reajustables	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Otras monedas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTALES</b>			<b>82.500</b>	<b>81.000</b>	<b>100.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>263.500</b>		<b>316.000</b>

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

## 17. 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.

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

N° DE INSCRIPCIÓN O IDENTIFICACIÓN DEL INSTRUMENTO	SERIE	MONTO NOMINAL COLOCADO VIGENTE	UNIDAD DE REAJUSTE DEL BONO	TASA DE INTERÉS	PLAZO FINAL	PERIODICIDAD		VALOR PAR		COLOCACIÓN EN CHILE O EN EL EXTRANJERO
						PAGO DE INTERESES	PAGO DE AMORTIZACIÓN	31/12/2005	31/12/2004	
<b>Bonos largo plazo - porción corto plazo</b>										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	369	326	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	829	735	NACIONAL
TIPO 144-A	ÚNICA	290.000.000	US\$	6,75%	15-11-2012	SEMESTRA	AL VENCI	2.447	2.447	EXTRANJERA
TIPO 144-A	ÚNICA	150.000.000	US\$	4,875%	15-03-2014	SEMESTRA	AL VENCI	2.133	2.133	EXTRANJERA
<b>Total porción corto plazo</b>								<b>5.778</b>	<b>5.641</b>	
<b>Bonos largo plazo</b>										
N° 303	A-1	1.000.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	35.073	31.068	NACIONAL
N° 303	A-2	2.250.000	UF	4,25%	01-10-2012	SEMESTRA	AL VENCI	78.914	69.902	NACIONAL
TIPO 144-A	ÚNICA	290.000.000	US\$	6,75%	15-11-2012	SEMESTRA	AL VENCI	290.000	290.000	EXTRANJERA
TIPO 144-A	ÚNICA	150.000.000	US\$	4,875%	15-03-2014	SEMESTRA	AL VENCI	150.000	150.000	EXTRANJERA
<b>Total largo plazo</b>								<b>553.987</b>	<b>540.970</b>	

## 18. Provisiones y Castigos

El detalle de las provisiones se presenta en planilla adjunta:

## 18. Provisiones y Castigos

**Provisiones** - El detalle de las provisiones es el siguiente:

	2005 MUS\$	2004 MUS\$
<b>Corto plazo:</b>		
Vacaciones	19.928	16.224
Compensaciones y beneficios al personal	16.333	12.310
Indemnización años de servicio	2.371	8.487
Provisión plan de desvinculación de personal	10.736	14.669
Provisión carena barcaza y remolcadores	288	110
Concesiones Marítimas	168	-
Provisión inversión Innergy Holding patrimonio negativo	596	-
Otros	3.250	3.256
	53.670	55.056
<b>Totales</b>	53.670	55.056
<b>Largo plazo:</b>		
Indemnización años de servicio	138.854	118.349
Impuesto a la Renta (Nota 7)	195.413	132.478
Provisión retiro de plataformas, normalización de pozos y yacimientos y remediación medio ambiental (1)	58.751	35.816
Provisión valuación inversiones	10.074	9.138
Otras provisiones a largo plazo	872	1.204
	403.964	296.985
<b>Totales</b>	403.964	296.985

(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** - Durante el año 2005, se registraron castigos en Enap Sipetrol S.A. por un monto de MUS\$8.065 (MUS\$17.167 en 2004), los cuales corresponden a activos relacionados con yacimientos petroleros en el exterior. Durante el mismo período del 2005, ENAP efectuó castigos por MUS\$1.343 (MUS\$8.529 en 2004), correspondiendo principalmente a exploraciones. Enap Refinerías S.A., durante el año 2005 efectuó castigos de materiales por MUS\$13, clasificados como otros egresos de la explotación y MUS\$512 en 2004 clasificados como Otros egresos fuera de la explotación.



## 19. 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.

### 19. Indemnizaciones al personal por años de servicio

	<b>2005</b> MUS\$	<b>2004</b> MUS\$
Saldo inicial al 1° de enero	126.835	117.476
Incremento de provisión	17.043	11.387
Pagos del ejercicio	(8.535)	(2.783)
Diferencia de cambio	5.882	756
Totales	<u>141.225</u>	<u>126.836</u>

## 20. Otros pasivos a largo plazo

El detalle de los Otros pasivos a largo plazo se presenta en cuadro adjunto.

## 20. Otros pasivos a largo plazo

	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Utilidad diferida swap tasa interés (Nota 28)	5.388	1.597
Utilidad diferida cross currency swap leasing (Nota 28)	1.465	-
Utilidad diferida cross currency swap bonos (Nota 28)	36.597	21.575
Obligación contratos de derivados WTI (Nota 28)	20.431	1.455
Derechos de aduana diferido Colombia	2.488	2.350
Impuesto a las remesas Colombia	2.788	-
Otros	784	1.906
Totales	<u>69.941</u>	<u>28.883</u>

## 21. Interés minoritario

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

**21 - Interés minoritario**

	2005				2004			
	Patrimonio filial MUS\$	Participación minoritaria %	Efectos en resultados (cargo) /abono MUS\$	Efectos en resultados (cargo) /abono MUS\$	Patrimonio filial MUS\$	Participación minoritaria %	Efectos en resultados (cargo) /abono MUS\$	Efectos en resultados (cargo) /abono MUS\$
Enap Refinerías S.A.	908.752	0,04	364	78	750.722	0,04	300	50

## 22. Cambios en el patrimonio

### a. Cambios en el patrimonio :

El movimiento del patrimonio registrado entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2005 y 2004, se presenta en cuadro adjunto con la siguiente referencia:

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

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

(2)-Capitalizar un monto equivalente a MUS\$16.873 (M\$9.769.500) contra utilidades netas generadas durante el ejercicio 2005,

#### II

(3)-Con fecha 30 de diciembre de 2005, el Ministerio de Hacienda mediante Ord. N°883, autorizó a ENAP a capitalizar utilidades del ejercicio 2005, por MUS\$17.185 (equivalentes a M\$ 8.842.400).

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

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

III.- Este rubro se presenta corregido hasta el 31 de diciembre de 2004.

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

**22. Cambios en el patrimonio**  
 Cambios en el patrimonio

RUBROS	31/12/2005									31/12/2004								
	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	753.110	0	0	-66.969	0	50.554	-95.330	0	116.818	734.743	0	0	-31.842	0	49.304	-155.681	0	157.622
Distribución resultado ejerc. anterior	0	0	0	0	0	21.488	95.330	0	-116.818	0	0	0	0	0	1.941	155.681	0	-157.622
Dividendo definitivo ejerc. anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.939	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	38.361	0	0	0	0	-38.361	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Déficit acumulado período de desarrollo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajuste de conversión de inversiones en el extranjero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-34.331	0	0	0	0	0
Cambios patrimoniales netos	0	0	0	3.456	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Corrección monetaria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18.368	0	0	-796	0	1.248	-920	0	0
Traspaso retasación técnica Activo Fijo coligada	0	0	0	-4.919	0	4.919	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aplicación Decreto Hacienda N° 390 (1)	0	0	0	0	0	-21.488	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aplicación Decreto Hacienda N° 390 (2)	0	0	0	0	0	-16.873	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aplicación Ordinario Hacienda N° 883 (3)	0	0	0	0	0	-17.185	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aplicación Decreto Hacienda N° 390 (4)	0	0	0	0	0	15.300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revalorización capital propio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultado del ejercicio	0	0	0	0	0	0	0	0	197.844	0	0	0	0	0	0	0	0	116.818
Dividendos provisorios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-94.410	0	0
Saldo Final	791.471	0	0	-68.432	0	-1.646	0	0	197.844	753.111	0	0	-66.969	0	50.554	-95.330	0	116.818
Saldos Actualizados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	753.111	0	0	-66.969	0	50.554	-95.330	0	116.818



## 22. Cambios en el Patrimonio

### Otras reservas

	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Ajuste acumulado por diferencia de conversión de filiales en el extranjero	(76.029)	(76.029)
Cambios patrimoniales netos	3.456	-
Otras reservas	4.141	9.060
<b>Totales</b>	<b>(68.432)</b>	<b>(66.969)</b>

#### Ajuste acumulado por diferencia de conversión de filiales en el extranjero

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

	Saldo al 01.01.2005 MUS\$	Variación neta del año		Saldo al	
		Inversión MUS\$	Pasivo MUS\$	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Enap Sipetrol S.A.	(72.666)	-	-	(72.666)	(72.667)
Otras sociedades relacionadas	(3.363)	-	-	(3.363)	(3.362)
<b>Totales</b>	<b>(76.029)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(76.029)</b>	<b>(76.029)</b>

#### Cambios patrimoniales netos

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

	Saldo al 01.01.2005 MUS\$	Variación neta del año		Saldo al	
		Inversión MUS\$	Pasivo MUS\$	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	-	1.252	-	1.252	-
Cía. Latinoamericana Petrolera S.A.	-	113	-	113	-
Norgas S.A.	-	205	-	205	-
Sociedad Nacional Marítima S.A.	-	107	-	107	-
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	-	103	-	103	-
Petrosul S.A.	-	696	-	696	-
Enercon S.A.	-	261	-	261	-
Geotérmica del Norte S.A.	-	159	-	159	-
Innergy Holding S.A.	-	145	-	145	-
Inversiones Electrogas S.A.	-	380	-	380	-
Electrogas S.A.	-	1	-	1	-
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	-	30	-	30	-
Gas de Chile S.A.	-	4	-	4	-
<b>Totales</b>	<b>-</b>	<b>3.456</b>	<b>-</b>	<b>3.456</b>	<b>-</b>

## 22. Cambios en el Patrimonio

### Otras reservas

#### Otras reservas

El saldo de Otras reservas es el siguiente:

Otras Reservas	Saldos al	Variación neta del año		Saldos al	
	01.01.2005			2005	2004
	MUS\$	MUS\$		MUS\$	MUS\$
Retasación técnica Activo Fijo de coligada SONACOL S.A.	9.060	(4.919)	-	4.141	9.060
Totales	<u>9.060</u>	<u>(4.919)</u>	<u>-</u>	<u>4.141</u>	<u>9.060</u>

El cargo de MUS\$ 4.919 corresponde a la proporción de retasación técnica de las acciones de Sonacol que fueron vendidas en noviembre de 2004, este monto se reconoce como Utilidades acumuladas.

## 23. 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.

### 23. Otros Ingresos y Egresos fuera de la explotación

	2005 MUS\$	2004 MUS\$
<b>a. Otros ingresos:</b>		
Resultado en venta de activo fijo	848	1.564
Ingresos por servicios varios	6.087	5.465
Recuperación de seguros por siniestros	-	118
Recuperación de impuesto	-	5.330
Utilidad en venta de acciones	26	5.043
Ajuste provisión plan desvinculación laboral	461	9.780
Otros ingresos	1.900	3.327
	<u>9.322</u>	<u>30.627</u>
Totales	<u>9.322</u>	<u>30.627</u>
<b>b. Otros egresos :</b>		
Provisión valuación de inversiones	(935)	(648)
Provisión desvalorización materiales en Argentina	-	(584)
Ajuste de inversiones	(553)	(1.710)
Seguro opción por commodity	(10.710)	-
Castigos y bajas de activo fijo y materiales	(551)	(828)
Otros egresos	(3.676)	(3.358)
	<u>(3.676)</u>	<u>(3.358)</u>
Totales	<u>(16.425)</u>	<u>(7.128)</u>

## 24. Corrección Monetaria

La aplicación de las normas indicadas en nota 2, originaron una pérdida neta a los resultados del ejercicio 2004 de MUS\$31.807. El detalle se presenta en cuadro adjunto.

## 24. Corrección Monetaria

### Corrección monetaria

ACTIVOS (CARGOS) / ABONOS	ÍNDICE DE REAJUSTABILIDAD	31/12/2005	31/12/2004
EXISTENCIAS	IPC	0	-19.413
ACTIVO FIJO	IPC	0	25.951
INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS	IPC	0	2.386
DEUDORES POR VENTAS Y VARIOS.	IPC	0	95
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES.	IPC	0	1.206
OTROS ACTIVOS LARGO PLAZO.	IPC	0	2.114
DOCUMENTOS CUENTAS POR COBRAR RELACIONADAS L. PLAZO.	IPC	0	224
OTROS ACTIVOS NO MONETARIOS	IPC	0	0
CUENTAS DE GASTOS Y COSTOS	IPC	0	61.960
<b>TOTAL (CARGOS) ABONOS</b>	-	<b>0</b>	<b>74.523</b>
<b>PASIVOS (CARGOS) / ABONOS</b>			
PATRIMONIO	IPC	0	-17.900
OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS CORTO PLAZO.	IPC	0	-886
DOCUMENTOS POR PAGAR CORTO PLAZO.	IPC	0	-351
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO CORTO PLAZO.	UF	0	-2.002
CUENTAS POR PAGAR RELACIONADAS CORTO PLAZO.	IPC	0	-21
OTROS PASIVOS CIRCULANTES.	UF	0	12
OTROS PASIVOS CIRCULANTES.	IPC	0	-66
OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS LARGO PLAZO.	IPC	0	0
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO LARGO PLAZO.	UF	0	-5.536
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO.	UF	0	0
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO.	IPC	0	-15.147
INTERÉS MINORITARIO.	IPC	0	-297
INDEMNIZACION.	IPC	0	17
CUENTAS POR PAGAR RELACIONADAS LARGO PLAZO.	IPC	0	162
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO.	IPC	0	-794
PASIVOS NO MONETARIOS	IPC	0	-8
CUENTAS DE INGRESOS	IPC	0	-63.513
<b>TOTAL (CARGOS) ABONOS</b>	-	<b>0</b>	<b>-106.330</b>
<b>(PERDIDA) UTILIDAD POR CORRECCION MONETARIA</b>		<b>0</b>	<b>-31.807</b>

## 25. 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). Durante el ejercicio 2004 la columna moneda corresponde a dólares.

## 25. Diferencias de Cambio Diferencias de Cambio

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		31/12/2005	31/12/2004
<b>ACTIVOS (CARGOS) / ABONOS</b>			
DISPONIBLE	CLP	-2.732	960
	ARS	-335	-1.653
	COL\$	-107	-528
DEPOSITOS A PLAZO	CLP	-725	-5.535
DEUDORES	CLP	46.519	-8.466
	ARS	184	908
	COL\$	-103	-508
	UKL	-34	-167
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	BSS	-325	-1.605
	CLP	7.851	146
	ARS	-1.445	5.553
	COL\$	-143	-706
DEUDORES LARGO PLAZO	CLP	948	-23
OTROS ACTIVOS FIJOS	CLP	-192	0
OTROS ACTIVOS LARGO PLAZO	CLP	1.042	-6.921
	ARS	11	54
DOC Y CTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS CP	CLP	1.802	-696
	ARS	-2	9
DOC Y CTAS POR COBRAR EMPRESAS RELACIONADAS LP	CLP	294	-1.103
Total (Cargos) Abonos		52.508	-20.281
<b>PASIVOS (CARGOS) / ABONOS</b>			
OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES		0	0
FINANCIERAS CORTO PLAZO	CLP	0	-15.788
CUENTAS POR PAGAR CORTO PLAZO	CLP	-2.619	45.133
	ARS	117	-578
	COL\$	42	-207
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO CORTO PLAZO	CLP	0	18
DOCUMENTOS POR PAGAR CORTO PLAZO	CLP	0	41.069
PROVISIONES CORTO PLAZO	CLP	-4.322	1.393
	COL\$	248	-1.225
	ARS	-40	198
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	CLP	-15.655	1.066
	ARS	181	440
	COL\$	135	-401
OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS LARGO PL	CLP	0	28.009
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO LARGO PLAZO	CLP	0	44.233
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	CLP	0	278
PROVISIONES LARGO PLAZO	CLP	-10.814	0
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	CLP	-15.024	8.585
DOC Y CTS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS CP	CLP	-88	272
DOC Y CTS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS LP	CLP	-181	5.954
Total (Cargos) Abonos		-48.020	158.449
(Pérdida) Utilidad por diferencia de cambio		4.488	138.168



## **26. 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:

## 26. Gastos de emisión y colocación de títulos accionarios y de títulos de deuda

	Corto Plazo		Largo Plazo	
	2005 MUS\$	2004 MUS\$	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Desembolso por emisión de colocación bonos - local	231	213	1.330	1.438
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - local	584	517	3.360	3.499
Desembolso por emisión de colocación bonos - internacional	1.340	1.404	8.488	10.269
Mayor tasa de descuento por colocación bonos - internacional	273	273	1.680	1.947
<b>Totales</b>	<b>2.428</b>	<b>2.407</b>	<b>14.858</b>	<b>17.153</b>

## 27. Estado de Flujo de Efectivo

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

## 27. Estado de Flujo de Efectivo

	2005 MUS\$	2004 MUS\$
Disponible	55.378	78.656
Depósitos a plazo	5.739	5.161
Valores Negociables	14.053	-
Otros activos circulantes (1)	3.890	16.147
<b>Totales</b>	<b>79.060</b>	<b>99.964</b>

(1) Corresponde a Inversiones en pactos de retroventa

Institucion Financiera	Inicio	Término	Moneda origen	valor de suscripcion MUS\$	Tasa %	valor contable monto MUS\$
Banco BCI	30/12/2005	05/01/2006	\$	3.890	0,37	3.890
<b>Totales</b>				<b>3.890</b>		<b>3.890</b>

## 28. Contratos de Derivados

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

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

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

Estos instrumentos valorizados a valor de mercado, al 31 de diciembre de 2005 no afectan resultados por tener valor de mercado positivo.

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

Con la finalidad de implementar la estabilización del precio del petróleo diesel, el Ministerio de Hacienda autorizó a ENAP, mediante el Decreto N° 390 del 19 de mayo de 2005, a suscribir una opción tipo call spread para precio del barril de petróleo en base WTI: US\$ 58 como piso o floor, y US\$ 61 como techo o cap por un período de 10 meses.

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

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

**28. 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	103.707	103.707	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PLAZO	33.736	91	33.827
CROSS CURRENCY	CCPE	7.683	IV TRIMESTRE 2012	TIPO DE CAMBIO Y TASAS	C	OBLIGACIONES CON EL PUBLICO (B	10.279	10.279	OTROS ACT. CIRC./OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PLAZO	2.861	2	2.863
CROSS CURRENCY	CCPE	21.017	III TRIMESTRE 2018	TIPO DE CAMBIO	C	OBLIG LP VCT Y ACREEDORES L P	21.672	21.672	OTROS ACT. CIRC/OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	1.592	0	1.592
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACT. CIRC/OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	1.072	96	1.168
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACT. CIRC/OTROS ACTIVOS/ PASIVOS L/PL	1.074	96	1.170
S	CCTE	50.000	III TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACT. CIRC/OTROS ACTIVOS/PASIVOS L.P	1.070	96	1.166
S	CCTE	50.000	I TRIMESTRE 2009	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACT/ PAS. CIRC/OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	853	-52	801
S	CCTE	50.000	I TRIMESTRE 2009	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	50.000	50.000	OTROS ACT/ PAS. CIRC/OTROS ACTIVOS/PASIVOS L/PL	865	-51	814
S	CCTE	54.750	IV TRIMESTRE 2008	TASA DE INTERÉS	-	OBLIG. CON BCOS. E INT. FIN.	54.750	54.750	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	387	0	387
S	CCTE	250.000	IV TRIMESTRE 2006	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. POR PAGAR	250.000	250.000	OTROS ACTIVOS/ PASIVOS CIRCULANTE	1.428	0	1.428
S	CCTE	200.000	IV TRIMESTRE 2007	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. Y CUENTAS POR PAGAR	200.000	200.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	384	0	384
S	CCTE	150.000	IV TRIMESTRE 2010	TASA DE INTERÉS	-	DOCTOS. Y CUENTAS POR PAGAR	150.000	150.000	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	317	0	-317
S	CCTE	14.679	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	14.679	-	OTROS ACTIVOS/PASIVOS LARGO PLAZO	9.263	0	-9.263
S	CCTE	65.949	IV TRIMESTRE 2007	WTI	-	PRODUCCION	35.952	-	OTROS ACT/PAS CIRCULANTES Y LARGO PLAZO	22.147	0	-22.147
OA	CCTE	90.000	I TRIMESTRE 2006	WTI	-	ESTABILIZACION PRECIO DIESEL	27.000	-	OTROS ACTIVOS/PASIVOS CIRCULANTES	21.326	0	21.326

## 29. Contingencias y Restricciones

### a. Juicios:

Actualmente la Empresa mantiene juicios laborales por un monto aproximado de MUS\$7.590, este monto incluye MUS\$6.065, correspondiente a un juicio por término injustificado de contrato laboral, en el cual se demanda dicha cantidad a título de daño moral. No se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la Administración estima que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa.

La empresa ha sido demandada en juicios por acción de reparación de medio ambiente y regularización de servidumbres, en forma conjunta con acciones de indemnización de perjuicios, por un monto aproximado de MUS\$68.619. Estas causas se encuentran en etapas iniciales (fase de discusión o inicio de la fase probatoria) de la primera instancia judicial, lo que sumado a la imprevisibilidad del resultado de cualquier litigio, impide a la Empresa hacer un pronóstico preciso de su viabilidad. Sin embargo, la Administración estima que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa, toda vez que parte de los montos demandados asume la eventual compensación de perjuicios en forma retroactiva y por un período de 50 años, período que excede los plazos de prescripción aplicables. Por la misma razón, no se ha constituido provisión contable para dichos efectos.

La empresa ha sido demandada adicionalmente en juicios civiles por supuesto incumplimiento de contrato, por un monto aproximado de MUS\$ 4.364, algunos de los cuales se encuentran en periodo de discusión y otros con medida para mejor resolver y pendiente de cumplimiento. No se ha constituido provisión para tal efecto, dado que la Administración estima que es improbable que se genere algún egreso significativo para la Empresa.

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

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

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

La filial Enap Sipetrol S.A., al 31 de diciembre 2005 mantiene las siguientes contingencias:

COLOMBIA

## 29. Contingencias y Restricciones

### - Acevedo

Proceso de Acción Popular, interpuesto en el Juzgado Segundo Civil del Circuito de Garzón, por el señor Luis Fernando Ternera, demandando una reparación ambiental en el área de Acevedo.

Se efectuó Audiencia de Pacto de Cumplimiento el día 22 de Julio de 2005, siendo exitosa la propuesta de pacto de cumplimiento de las partes. Consecuentemente, el Juzgado aprobó la propuesta y se dictó sentencia la que quedó ejecutoriada el día 1 de Septiembre de 2005, en la cual se ordenó el cumplimiento total de las obligaciones allí contempladas y la creación del comité de verificación de dicho pacto.

Las obras que se han previsto para dar cumplimiento al mencionado pacto ascienden a MUS\$2.000 como costo total, y que de acuerdo a nuestra participación en el bloque Acevedo, nuestra obligación, que se encuentra provisionada por este concepto, asciende a MUS\$643. De estos montos se encuentran ejecutados alrededor de un 40%.

Dadas las características del juicio, al 31 de diciembre de 2005, continúa el proceso, hasta que se cumpla con la totalidad de los compromisos.

- Campo Guaduas Pozo TP4 Proceso Ejecutivo, Sr. Van Arcken & Enap Sipetrol S.A. El 15 de diciembre de 2005 el Juzgado dictó sentencia ordenando negar las excepciones formuladas por Enap Sipetrol S.A., seguir adelante con la ejecución ordenada en el mandamiento de pago por valor de la cláusula penal establecida (MUS\$13), monto provisionado en los estados financieros, negando los intereses moratorios solicitados por la parte activa y condenando en costas a la parte pasiva. El Juzgado entró en período de vacaciones colectivas sin haber notificado la sentencia a Enap Sipetrol S.A. requisito de ley obligatorio para que la misma quede en firme. Por lo anterior, estamos a la espera de dicha notificación para proceder a presentar los recursos de ley pertinentes (segunda instancia).

### - Campo Guaduas Acción Popular (Inversión 1%)

Se efectuó Audiencia de Pacto de Cumplimiento el día 25 de octubre de 2005, en la cual Enap Sipetrol S.A. expuso toda su defensa y la necesidad de vincular formalmente al Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, en aras de obtener acuerdo entre éste Ministerio y la CAR Cundinamarca, previo a la ejecución de la inversión. No se obtuvo acuerdo entre las partes y se finalizó la Audiencia.

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:



## 29. Contingencias y Restricciones

### (1) PETROPOWER

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

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

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

### (2) PLANTA DE HIDROGENO EN REFINERIA BIO BIO

ENAP y Enap Refinerías S.A. han completado la construcción de una nueva planta de Hidrógeno en la Refinería de Bío Bío en Talcahuano, la cual entró en operación en enero de 2005. La inversión alcanzó un total de aproximadamente US\$32 millones. La sociedad encargada que desarrolló el proyecto es una Sociedad Anónima que se ha denominado "Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A.".

Todo el hidrógeno producido por la planta es utilizado por Enap Refinerías S.A. en sus instalaciones. De esta manera, existe un Contrato de Servicios de Procesamiento entre la Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A. y Enap Refinerías S.A. por un período de 15 años de operación extensible hasta por un año adicional en los casos que en el propio contrato se especifican. Después de este período, Enap Refinerías S.A. adquirirá la planta a su valor residual. ENAP garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. bajo el Contrato de Servicios de Procesamiento.

Esta planta ha sido construida por el consorcio formado por Technip de USA (además el licenciador de la tecnología) y Sigdo Koppers Ingeniería y Construcción. La planta cuya construcción comenzó en el año 2003, inició sus operaciones en enero de 2005.

El financiamiento del proyecto corresponde a aportes de capital de los socios (30% de la inversión total) y a un crédito del banco Societé Generalé de Francia (70%). ENAP y Enap Refinerías S.A. participan con un 5% cada uno en el capital de la empresa siendo el 90% restante propiedad del grupo Sigdo Koppers.

El aporte de capital de ENAP y Enap Refinerías S.A. fue de un millón de dólares. A la fecha de entrega de la planta, la filial Enap Refinerías S.A., registró esta transacción en forma similar a la compra de un activo fijo(leasing).

### (3) INNERGY HOLDING S.A.

## 29. Contingencias y Restricciones

ENAP se ha comprometido a aportar del orden de los US\$36,1 millones como participación en el capital de la coligada Innergy Holding S.A. Asimismo, desde el comienzo del proyecto en 1998 y hasta el 31 de diciembre de 2005, ENAP ha contribuido aproximadamente con US\$31,6 millones en la citada coligada, de los cuales US\$21,6 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, la instalación de la nueva planta de Hidrógeno en Enap Refinerías S.A. que demandará gas natural y la instalación de una planta termoeléctrica de ciclo combinado y/o cambios en las condiciones contractuales vigentes. Innergy se encuentra propiciando la instalación de dicha planta de ciclo combinado, la cual se espera consuma una mayor cantidad de gas que contribuya a mejorar los resultados de dicha empresa.

### (4) ETALSA

La Empresa, a través de su filial Enap Refinerías S.A., ha suscrito un contrato con ETALSA por el pago de una tarifa anual de operación de la planta de di-iso-propil éter, por montos de entre US\$ 4,7 millones y US\$ 5,7 millones. Este contrato vence el 2017. Al vencimiento del contrato, la filial podrá ejercer la opción de compra de la planta por un valor aproximado de US\$ 2,6 millones. A la fecha de entrega de la planta (septiembre de 2002), la filial Enap Refinerías S.A., registró esta transacción en forma similar a la compra de un activo fijo(leasing).

### (5) PETROSUL

ENAP y su filial Enap Refinerías S.A., en conjunto con otros accionistas, han invertido US\$27,0 millones, en la construcción de dos plantas de azufre. Estas plantas entraron en operación el último trimestre del 2003. Ambas Refinerías deberán pagar una tarifa de operación anual entre US\$3,9 millones y US\$4,6 millones. Este contrato de operación vence el 2019 y a su vencimiento la filial está obligada a comprar las plantas por el valor nominal del contrato. A la fecha de entrega de las plantas, la filial registró esta transacción en forma similar a la compra de un activo fijo (leasing).

### (6) PLANTA DE HIDROGENO EN REFINERIA ACONCAGUA

La filial Enap Refinerías S.A. ha suscrito un contrato con AGA Chile S.A., filial de la empresa alemana productora de gases del aire Linde AG, por el suministro de hidrógeno de alta pureza, desde junio del 2006 y durante un plazo de 15 años. El hidrógeno será utilizado en la futura planta de hidrot ratamiento de diesel en la refinería Aconcagua. Para llevar a cabo el suministro, AGA se encuentra construyendo una planta en terrenos de la refinería entregados en comodato por el plazo contractual del suministro. Al vencimiento del contrato, no hay obligación de compra alguna sobre las instalaciones de producción de hidrógeno, ni sobre la renovación del contrato de suministro. El pago anual estimado para el inicio del suministro es de US\$21,8 millones, el que sufrirá un escalamiento de acuerdo a la evolución de los precios de los insumos utilizados, entre los cuales se cuenta principalmente el gas natural.

### (7) PRODISA

## 29. Contingencias y Restricciones

La filial Enap Refinerías S.A. y Enap han suscrito los contratos con el grupo español Técnicas Reunidas y el grupo alemán Man Ferrostaal para el financiamiento, construcción y operación de una planta de Hidrocracking Suave de Gas Oil ( MHC - Mild Hydrocracking ) en la Refinería ubicada en Talcahuano, proyecto que representó una inversión total de aproximadamente US\$110 millones. La sociedad del proyecto es una Sociedad Anónima que se ha denominado "Productora de Diesel S.A. - Prodisa".

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

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

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

Originalmente, el proyecto fue financiado con aportes de capital de los socios (20% de la inversión total) y a un crédito sindicado por el banco BNP Paribas (80%). Enap Refinerías S.A. en conjunto con ENAP participan con un 45% en el capital de la empresa siendo el 55% restante propiedad de Técnicas Reunidas y DSD Construcciones y Montajes. En diciembre de 2005 se acordó refinanciar el proyecto, reemplazando aportes de capital de los socios por un aumento en el crédito sindicado, reduciendo así la proporción del proyecto financiado con aportes de capital, a 7% aprox. También se logró una reducción en el margen del crédito sindicado.

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

### (8) ENERGIA CONCON S.A.

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

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

Esta planta será construida por el consorcio formado por una Unión Temporal de Empresas (UTE) conformado por Foster Wheeler Iberia, Initec Plantas Industriales y Man Ferrostaal y la empresa chilena Construcción e Ingeniería FIM Chile Ltda.

## 29. Contingencias y Restricciones

El proyecto, que ya ha puesto las órdenes de compra de los equipos principales, iniciará sus operaciones durante el primer semestre del año 2008.

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

En Nota 35 se resumen los principales contratos de operación petrolera.

e) Restricciones:

e.1.) La Matriz

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

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

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

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

La Empresa al 31 de diciembre de 2005 cumple con los convenants anteriormente detallados.

e.2.) Sipetrol Argentina S.A.

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

f. Otras contingencias:

De Sipetrol Argentina S.A.

1) Notificación pago de impuestos adeudados

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

Período observado	Fecha de oficio	Fecha recurso de apelación
-------------------	-----------------	----------------------------

## 29. Contingencias y Restricciones

Octubre 1997 a diciembre 1998	27 de diciembre de 2002	20 de febrero de 2003
Abril, julio y agosto de 1998	15 de noviembre de 2004	06 de diciembre de 2004
Junio a diciembre de 1999	27 de diciembre de 2004	21 de febrero de 2005
Enero a diciembre de 2000	28 de diciembre de 2005	Antes de 20 feb de 2006

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

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

Período observado	Fecha de oficio	Fecha recurso de apelación
Junio a diciembre de 1999	27 de diciembre de 2004	21 de febrero de 2005
Enero a diciembre de 2000	28 de diciembre de 2005	Antes de 20 febrero 2006

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

### 2) Sumario Cambiario - Banco Central de la República Argentina

El Banco Central de la República Argentina, ha imputado violaciones a los incisos e) y f) del artículo N01 de la Ley del Régimen Penal Cambiario, consistentes en:

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

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

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

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

### 3) Venteo de Gas UTE Area Magallanes

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

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

## 29. Contingencias y Restricciones

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

De Colombia

Campo Guaduas

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

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

No existen otras contingencias relevantes a informar al 31 de diciembre de 2005.

## 29. Contingencias y Restricciones

### b. Garantías Directas Filiales

Acreedor de la Garantía	Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de diciembre	Liberación de garantías				
			Tipo	Valor Contable		2004	2005	Activos	2006 y siguientes	Activos
					2005					

#### Enap Sipetrol S.A.

OMV (Irán) Onshore Exploration GmgH	Garantizar el cabal cumplimiento de las obligaciones contraídas por el contrato de servicios para la exploración y explotación del Bloque Mehr en Irán (MUS\$8.500)	Fianza solidaria							8.500	
Banco de Chile	Cubrir trabajos comprometidos durante el período de exploración del Bloque East Ras Qattara (MUS\$2.374)	Stand By							2.374	
E.G.P.C. Egypt	Comparte una obligación financiera por MUS\$4.700, correspondiente al mínimo de inversión garantizada para las concesiones de exploración en los bloques North Bahariya, El Diyr y East Ras Qattara.	Stand By							4.700	

#### Enap Refinerías S.A.

Banco BCI	Garantiza el fiel, íntegro y oportuno pago de todas las obligaciones asumidas por Enap Refinerías S.A. en el contrato de suministro de energía y potencia eléctrica de fecha 29/04/2005 (MUS\$11.000), válida hasta el 2 de junio de 2006.	Boleta de Garantía Bancaria							11.000	
-----------	--	-----------------------------	--	--	--	--	--	--	--------	--

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

## 29. Contingencias y Restricciones

### c. Garantías indirectas

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de diciembre		Liberación de garantías			
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2005	2004	2005	Activos	2006 y siguientes	Activos
Methanex	Sipetrol Argentina S.A.	Filial	Garantiza cumplimiento de las obligaciones de Sipetrol en Contrato Venta de Gas entre Sipetrol/YPF- Methanex (equivalentes al 30% del contrato). La obligación remanente asciende a 4.012.785.249 SCM(9300 Kcal/m3), a un precio base de 0,75 US\$/MMBtu (escala con el precio del metanol) y con una vigencia máxima de hasta el 08.08.2016.	Solidaria							(*)	
Petropower Energía Ltda.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. en el Contrato de Procesamiento suscrito con Petropower, con vigencia hasta el año 2018. La obligación garantizada consiste en el pago de servicios de procesamiento por un valor anual de aproximadamente MUS\$18.000	Solidaria							(*)	
Petropower Energía Ltda.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. en los diversos contratos suscritos en el marco del proyecto Petropower ( (i) Contrato de Contribuciones de Capital en la sociedad (15% de participación), (ii) Contrato de Usufructo del terreno para el proyecto y (iii) Contrato de indemnización en caso de acciones u omisiones dolosas y negligente de Enap Refinerías S.A.). La obligación de efectuar aporte de capital ya esta cumplida, las demás obligaciones no son avaluables en dinero en forma anticipada. La vigencia de las garantías es hasta el año 2018.	Solidaria							(*)	
YPF y Panamerican	Innergy Holding S.A.	Coligada	Garantiza (en un 25%) cumplimiento de las obligaciones de Innergy en Contrato Compra de Gas con YPF- Bridas - Pluspetrol. La obligación contractual total nace el año 2004 y rige hasta el año 2019. El 25% a que podría ascender la garantía equivale a MUS\$6.000 al 2004, reajustándose anualmente hasta MUS\$12.750 el 2019; que está sujeta al envío efectivo del gas por parte de los acreedores de la garantía.	Solidaria							(*)	
Gasoducto del Pacifico S.A.	Innergy Holding S.A.	Coligada	Garantiza (en un 25%) cumplimiento de las obligaciones de Innergy en Contrato de Transporte de Gas con Gasoducto del Pacifico. La obligación contractual rige desde el año 1999 y hasta el 2019. El 25% a que podría ascender la garantía equivale a aproximadamente MUS\$8.000 el año 2002, reajustándose anualmente hasta MUS\$15.000 el año 2019.	Solidaria							(*)	
Banco KfW	Eteres y Alcoholes S.A. (Etalsa)	Coligada	Prenda de las acciones de Etalsa S.A de propiedad de ENAP, en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2012.	Prenda comercial de acciones	2.087 acciones de Etalsa	MUS\$ 1.770					(*)	
Banco KfW	Petrosul S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Petrosul S.A de propiedad de ENAP, en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2012.	Prenda comercial de acciones	1.579 acciones de Petrosul S.A.	MUS\$ 1.958					(*)	



## 29. Contingencias y Restricciones

### c. Garantías indirectas

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de diciembre		Liberación de garantías				
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2005	2004	2005	Activos	2006 y siguientes	Activos	
Banco BNP Paribas	Productora de Diesel S.A.	Coligada	Productora de Diesel S.A. y BNP Paribas y otros bancos, suscribieron un contrato denominado Amended and Restated Commercial Bank Loan Agreement, sujeto a los términos y condiciones del Contrato de Crédito Comercial. Cada uno de los Acreedores se obligó a otorgar a la Sociedad Deudora uno o más préstamos en dólares de los Estados Unidos de América, por una cantidad total de capital de hasta US\$48.032.941,46 más reajustes, intereses pactados, intereses penales, comisiones, honorarios, costas, gastos, impuestos, derechos, cargos y recargos y otras obligaciones accesorias menos amortizaciones realizadas a la fecha. Con el objeto de garantizar el pago íntegro, efectivo y oportuno de las Obligaciones Garantizadas, ENAP constituyó prenda de los valores mobiliarios sobre las acciones de su propiedad emitidas por Productora de Diesel S.A.	Prenda comercial de acciones	2.219.987 acciones de Productora de Diesel S.A.	MUS\$ 2.491						(*)	
Productora de Diesel S.A.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A., estipuladas en el Contrato de Procesamiento (PSA). La obligación nace una vez que se produzca la aceptación de la planta, ocurrido en marzo de 2005 y se extingue el año 2020.	Solidaria								(*)	
Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A., estipuladas en el Contrato de Procesamiento (PSA). La obligación nace una vez que se produzca la aceptación de la planta (ocurrido en enero de 2005) y se extingue el año 2015.	Solidaria								(*)	
Energía Concón S.A.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A., estipuladas en el Contrato de Procesamiento (PSA). La obligación nace una vez que se produzca la aceptación de la planta (estimada Octubre de 2008) y se extingue el año 2020.	Solidaria								(*)	
Banco BNP Paribas	Energía Concón S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Energía Concón S.A. de propiedad de ENAP, en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.	Prenda comercial de acciones	29.221 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$ 1.851						(*)	
Société Générale	Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A. de propiedad de ENAP Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2015	Prenda comercial de acciones	50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.	MUS\$ 500						(*)	

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

## 29. Contingencias y Restricciones

### c. Garantías indirectas Enap Refinerías S.A.

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Saldos Pendientes de Pago a la fecha de diciembre		Liberación de garantías			
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2005	2004	2005	Activos	2007 y siguientes	Activos
Banco KfW	Petrosul S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Petrosul S.A de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2012 .	Prenda comercial de acciones	3.160 acciones de Petrosul S.A.	MUS\$3.919	MUS\$18.509	MUS\$20.901			MUS\$3.660	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\$ 1.771	MUS\$24.203	MUS\$27.130			MUS\$1.393	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\$8.717	MUS\$86.057	MUS\$100.451			MUS\$7.149	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	52.597 acciones de Energía Concón S.A.	MUS\$ 3.329	MUS\$68.474				(*)	52.597 acciones de Energía Concón S.A.
Société Générale	Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.	Coligada	Prenda de las acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A. de propiedad de ENAP Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2015	Prenda comercial de acciones	50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.	MUS\$ 500					(*)	50.000 acciones de Compañía de Hidrogeno del Bío Bío S.A.

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

### 30. Cauciones obtenidas de terceros

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

Enap Sipetrol S.A. ha recibido de los distintos proveedores y contratistas, una serie de garantías por un importe total de aproximadamente MUS\$1.348.

## 31. Moneda Nacional y Extranjera

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

## 31. Moneda Nacional y Extranjera Activos

RUBRO	MONEDA	MONTO	
		31/12/2005	31/12/2004
Activos Circulantes			
DISPONIBLE	\$ NO REAJUSTABL	42.953	59.224
-	DÓLARES	11.847	19.432
-	\$ ARGENTINOS	578	0
DEPÓSITO A PLAZO	DÓLARES	5.739	5.161
DEUDORES POR VENTA	\$ REAJUSTABLES	0	6.465
-	\$ NO REAJUSTABL	480.823	342.940
-	DÓLARES	107.345	83.163
DEUDORES VARIOS	\$ REAJUSTABLES	0	7.291
-	UF	28	259
-	\$ NO REAJUSTABL	40.374	15.989
-	\$ ARGENTINOS	17	0
-	DÓLARES	9.254	14.013
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS	\$ NO REAJUSTABL	867	3.879
-	DÓLARES	9.901	1.104
-	\$ REAJUSTABLES	0	1.139
EXISTENCIAS	\$ REAJUSTABLES	0	0
-	DÓLARES	874.616	645.340
IMPUESTOS POR RECUPERAR	DÓLARES	14.915	11.863
-	\$ REAJUSTABLES	22.200	13.012
-	\$ NO REAJUSTABL	18.468	12.244
-	\$ ARGENTINOS	123	0
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	\$ NO REAJUSTABL	337	2.169
-	\$ REAJUSTABLES	0	0
-	DÓLARES	17.800	3.055
IMPUESTOS DIFERIDOS	\$ REAJUSTABLES	0	18.517
-	\$ NO REAJUSTABL	0	0
-	DÓLARES	20.741	2.983
OTROS ACTIVOS CIRCULANTES	UF	583	0
-	\$ NO REAJUSTABL	6.145	168
-	DÓLARES	36.977	324
-	\$ REAJUSTABLES	0	20.844
VALORES NEGOCIABLES	\$ REAJUSTABLES	14.053	0
Activos Fijos			
ACTIVO FIJO NETO	\$ REAJUSTABLES	0	0
ACTIVO FIJO NETO	DÓLARES	1.628.558	1.430.038
Otros Activos			
INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS	\$ REAJUSTABLES	41.797	47.926
-	DÓLARES	108.563	106.734
INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES	\$ REAJUSTABLES	8	7
MENOR VALOR INVERSIONES	DÓLARES	4.819	473
DEUDORES DE LARGO PLAZO	DÓLARES	371	210
-	\$ REAJUSTABLES	25.363	19.004
-	\$ NO REAJUSTABL	0	9.397
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR A EMPRESAS RELACIONADAS	\$ REAJUSTABLES	0	9.355
-	DÓLARES	10.293	0
IMPUESTOS DIFERIDOS L.P.	\$ REAJUSTABLES	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	0	0
-	DÓLARES	28.713	0
OTROS	DÓLARES	80.882	34.692
-	\$ NO REAJUSTABL	2.014	2.194
-	\$ REAJUSTABLES	0	17.154
-	UF	3.353	0
-	\$ ARGENTINOS	52	0
INTANGIBLES	\$ REAJUSTABLES	0	1
Total Activos			
-	\$ NO REAJUSTABL	591.981	448.204
-	DÓLARES	2.971.334	2.358.585
-	\$ ARGENTINOS	770	0
-	\$ REAJUSTABLES	103.421	160.715
-	UF	3.964	259

**31. Moneda Nacional y Extranjera**  
**Pasivos Circulantes**

RUBRO	MONEDA	HASTA 90 DÍAS				90 DÍAS A 1 AÑO			
		31/12/2005		31/12/2004		31/12/2005		31/12/2004	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
OBLIGACIONES CON BCOS E INST. FINANC. L. P. PORCION C.P.	DÓLARES	22.617	3,50%	91.626	1,87%	33.471	3,83%	11.266	1,87%
OBLIGACIONES CON EL PUBLICO CORTO PLAZO	DÓLARES	4.580	5,81%	609	6,75%	0	0	3.970	6,75%
-	UF	1.198	4,25%	1.062	4,25%	0	0	0	0
OBLIGACIONES LARGO PLAZO CON VENCIMIENTO DENTRO DE UN AÑO	UF	304	5,69%	155	6,67%	955	5,69%	627	6,67%
CUENTAS POR PAGAR	\$ NO REAJUSTABL	57.549	0	50.199	0	488	0	0	0
-	DÓLARES	604.133	0	426.919	0	49.648	0	2.960	0
-	\$ ARGENTINO	49	0	0	0	0	0	0	0
DOCUMENTOS POR PAGAR	DÓLARES	186.758	4,40%	94.494	0	124.438	4,66%	63.364	0
ACREEDORES VARIOS	UF	0	0	221	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	3.603	0	5.333	0	0	0	0	0
-	\$ ARGENTINO	3	0	0	0	0	0	0	0
-	\$ NO REAJUSTABL	1.940	0	5.763	0	0	0	0	0
-	\$ REAJUSTABLE	0	0	884	0	0	0	0	0
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS	\$ NO REAJUSTABL	3.800	0	12.207	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	1.298	16,11%	3.278	0	0	0	1.755	0
-	DÓLARES	630	7,58%	0	0	0	-	0	0
-	DÓLARES	861	10,01%	0	0	0	-	0	0
-	DÓLARES	1.651	6,43%	0	0	297	6,43%	0	0
-	DÓLARES	9.619	4,27%	0	0	1.262	4,27%	0	0
PROVISIONES	\$ NO REAJUSTABL	41.139	0	41.460	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	9.859	0	4.787	0	0	0	0	0
-	\$ REAJUSTABLE	2.371	0	8.809	0	281	0	0	0
-	\$ ARGENTINO	20	0	0	0	0	0	0	0
RETENCIONES	\$ NO REAJUSTABL	5.686	0	57.500	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	6.073	0	4.867	0	0	0	0	0
-	\$ REAJUSTABLE	132	0	0	0	0	0	0	0
-	\$ ARGENTINO	22	-	0	-	0	0	0	0
IMPUESTO A LA RENTA	\$ NO REAJUSTABL	0	0	14.149	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	0	0	22.883	0	0	0	0	0
-	\$ ARGENTINO	0	0	0	0	0	0	0	0
INGRESOS PERCIBIDOS POR ADELANTADO	\$ NO REAJUSTABL	153	0	0	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	0	0	147	0	0	0	4.015	0
OTROS PASIVOS CIRCULANTES	\$ NO REAJUSTABL	0	0	0	0	0	0	0	0
-	DÓLARES	35.954	0	1	0	0	0	592	0
Total Pasivos Circulantes									
-	DÓLARES	887.636	-	654.944	-	209.116	-	87.922	-
-	UF	1.502	-	1.438	-	955	-	627	-
-	\$ NO REAJUSTABL	110.267	-	181.278	-	488	-	0	-
-	\$ ARGENTINO	94	-	0	-	0	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	2.503	-	9.693	-	281	-	0	-

**31. Moneda Nacional y Extranjera**  
**Pasivos largo plazo período actual 31/12/2005**

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

**31. Moneda Nacional y Extranjera**  
**Pasivos largo plazo período anterior 31/12/2004**

RUBRO	MONEDA	1 A 3 AÑOS		3 A 5 AÑOS		5 A 10 AÑOS		MÁS DE 10 AÑOS	
		MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL	MONTO	TASA INT. PROM. ANUAL
OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS	DÓLARES	156.000	1,77%	160.000	1,80%	0	0	0	0
-	EURO	0	0	0	0	0	0	0	0
-	YENES	0	0	0	0	0	0	0	0
-	OTRAS MONEDAS	0	0	0	0	0	0	0	0
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO L. PLAZO	DÓLARES	0	-	0	0	440.000	4,25%	0	0
-	UF	0	-	0	0	100.970	6,75%	0	0
DOCUMENTOS POR PAGAR LARGO PLAZO	DÓLARES	960	LIBOR + 1,5%	433	LIBOR + 1,5%	1.082	LIBOR + 1,5%	1.930	LIBOR 1,5%
-	\$ REAJUSTABLE	0	-	0	0	0	-	0	-
ACREEDORES VARIOS LARGO PLAZO	UF	2.810	7,19%	2.184	7,19%	7.259	7,19%	4.477	7,19%
PROVISIONES LARGO PLAZO	\$ NO REAJUSTABL	132.479	-	0	0	0	-	0	-
-	\$ REAJUSTABLE	8.030	7,35%	4.947	7,35%	37.722	7,35%	71.020	7,35%
-	DÓLARES	9.138	-	0	0	1.204	-	32.445	0
DOCUMENTOS Y CUENTAS POR PAGAR EMPRESAS RELACIONADAS	DÓLARES	8.028	0	7.171	0	17.061	0	30.468	0
-	\$ NO REAJUSTABL	2.240	0	0	0	0	0	0	-
IMPUESTO DIFERIDO LARGO PLAZO	\$ REAJUSTABLE	4.436	0	0	0	0	0	0	0
OTROS	DÓLARES	4.533	-	142	0	356	-	23.852	0
Total Pasivos a Largo Plazo									
-	DÓLARES	178.659	-	167.746	-	459.703	-	88.695	-
-	EURO	0	-	0	-	0	-	0	-
-	YENES	0	-	0	-	0	-	0	-
-	OTRAS MONEDAS	0	-	0	-	0	-	0	-
-	UF	2.810	-	2.184	-	108.229	-	4.477	-
-	\$ REAJUSTABLE	12.466	-	4.947	-	37.722	-	71.020	-
-	\$ NO REAJUSTABL	134.719	-	0	-	0	-	0	-



## 32. Sanciones

En los años terminados al 31 de diciembre de 2005 y 2004, la Empresa y filiales, sus directores o administradores no han recibido sanción alguna por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros.

De otras autoridades administrativas:

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, ha instruido cuatro sumarios administrativos en contra de Enap Refinerías S.A., aplicando multas por un total de 1.450 UTA. Enap Refinerías S.A. interpuso reclamo de ilegalidad ante la I. Corte de Apelaciones de Valparaíso, el que se encuentra pendiente.

Salvo lo anteriormente mencionado, la Empresa y sus directores o administradores no han recibido sanciones de otras autoridades administrativas.

### 33. Hechos Posteriores

El 25 y 26 de enero de 2006, los Directorios de ENAP y de la filial Enap Sipetrol S.A., respectivamente, autorizaron a la administración para que inicie todas las gestiones conducentes a implementar la reorganización societaria de su operación en Colombia mediante la creación de una nueva sociedad matriz para la sucursal existente en dicho país, y la posterior negociación y enajenación de las acciones de la referida nueva matriz, en la forma que se estime más conveniente para los intereses de la empresa.

Con fecha 7 de febrero de 2006 y con la presencia del Presidente de la Nación Argentina y los señores Gerentes de ENAP, YPF S.A. y ENARSA se firmó un acuerdo entre Sipetrol Argentina S.A., YPF S.A. y ENARSA con el objeto de sentar las bases para constituir un consorcio a efectos de explorar, desarrollar y/o explotar en forma conjunta las áreas CAM-1 y CAM-3, donde cada parte tendrá una participación de un tercio en este Consorcio, disminuyendo la participación de la filial Enap Sipetrol S.A. desde un 50% a un 33,33%.

Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. se comprometen a aportar el área CAM-3, toda la información disponible de CAM-1 y CAM-3 y a financiar la inversión de exploración correspondiente a la participación de ENARSA. A su vez, ENARSA se compromete a aportar el área CAM-1-

El Convenio de Asociación deberá ser suscrito entre las partes en un plazo no mayor a 45 días desde la firma de este acuerdo.

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

## 34. Medio Ambiente

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2005, Enap y sus filiales han efectuado desembolsos relacionados con medio ambiente conforme se detalla en cuadros adjuntos:

<b>34. Medio Ambiente</b> <b>Desembolsos</b>
---

**ENAP**

	<b>2005</b> <b>MUS\$</b>
Consultorías Agroambientales y Biorremediación	97
Desarrollo de Estudio de impacto ambiental, Declaración de impacto ambiental y estudios arqueológicos para Proyectos	334
Otros gastos proyectos medioambientales	<u>288</u>
Totales	<u><u>719</u></u>

**Enap Sipetrol S.A.**

	<b>2005</b> <b>MUS\$</b>
Inversiones medioambientales relacionadas con proyectos	740
Gasto operativo de unidad gestión ambiental	199
Gastos medio ambientales unidades operativas	<u>708</u>
Totales	<u><u>1.647</u></u>

## 34. Medio Ambiente

### Desembolsos

#### ENAP REFINERIAS S.A.

	2005 MUS\$
<b>a) Inversiones relacionadas con proyectos:</b>	
Normalización Sistema Tratamiento de Efluentes	1.034
Producción Diesel bajo azufre	44.522
Desulfurización de gasolina en Cracking Catalítico	9.434
Hidrocracking Suave de Gas Oil	3.658
Mejora Sistema Tratamiento de Aguas Aceite	129
Mitigación impacto ambiental por operación Refinería Bío Bío	217
<b>Subtotal</b>	58.994
<b>b) Gastos operativos Unidad Medio Ambiental:</b>	
Unidad Medio Ambiente	1.484
Disposición residuos y otros similares	362
<b>Subtotal</b>	1.846
<b>c) Gastos medio ambientales unidades operativas:</b>	
Planta de azufre	4.849
Planta Desulfurización de Gasolina	3.599
Planta Desulfurización de Diesel	3.679
Planta de ácido	844
Desorbedor de aguas ácidas (SWS)	873
Tratamientos efluentes	932
<b>Subtotal</b>	14.776
<b>TOTAL</b>	<b>75.616</b>

## 35 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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

### a. Explotación

El detalle de los proyectos de explotación se presenta en planilla adjunta, con las siguientes notas:

#### (a) Area Magallanes

Con fecha 4 de enero de 1991, Sipetrol Argentina S.A. y Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos, en el Area de Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina. Sipetrol Argentina S.A. como operador de este contrato, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área, como asimismo, efectuar la inversión necesaria para el proyecto, teniendo derecho al 100% de los ingresos, hasta la recuperación de la inversión, en un plazo máximo de 6 años, de acuerdo al plan de inversiones programado. Con posterioridad a este período de recuperación, Sipetrol Argentina S.A. participa del 50% de los ingresos netos de la operación, lo que a contar del 1° de enero de 1999 es aplicable al proyecto original (plataformas AM2, AM3 y AM5), desde el 1° de marzo del 2002 y 1° de abril del 2002, es aplicable a las plataformas AM1 y AM6, respectivamente.

#### (b) Campamento Central - Cañadon Perdido

Correspondiente al área de la Cuenta Golfo San Jorge Campamento Central -Cañadón Perdido, que se rige por la Ley N024.145 y sus normas complementarias y reglamentarias. Enap Sipetrol S.A. participa en asociación con Repsol YPF ambos con un 50%, siendo el último quien realiza las labores de operador. Este campo actualmente en producción se encuentra ubicado en la ciudad de Comodoro Rivadavia, en la provincia de Chubut, Argentina.

#### (c) Pampa el Castillo

Con fecha 25 de septiembre de 2001, Pecom Energía S.A. cedió a Sipetrol Argentina S.A. el 100% de los derechos de la concesión de explotación del área hidrocarburífera denominada Pampa del Castillo - La Guitarra, localizada en la provincia de Chubut, Argentina. El valor de la cesión ascendió a MUS\$ 97.000.

#### (d) Cam 2A Sur

Mediante decisión administrativa N° 14 del 29 de Enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF y Sipetrol Argentina S.A. el permiso de exploración sobre el Area CAM 2A SUR. Con fecha 7 de Octubre de 2002, Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de definir el alcance y extensión de los respectivos derechos y obligaciones de las partes con relación a las operaciones de exploración y eventual concesión de explotación de hidrocarburos en el Area de Exploración CAM 2A SUR (Cuenca Austral Marina 2A Sur) ubicada en las Provincias de Tierra del Fuego, Antártica e Islas del Atlántico Sur y Santa Cruz, Argentina. Sipetrol como operador de este contrato, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área, como asimismo, efectuar la inversión necesaria para el proyecto. El porcentaje de participación de Sipetrol Argentina es de 50%.

#### (e) Caguán Río Ceibas

## 35 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

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

(f) Dindal y Río Seco

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

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

En virtud de esta operación, se transfirieron los derechos que los vendedores poseían en el Contrato de Asociación Dindal, Contrato de Asociación Río Seco, Oleoducto Guaduas-La Dorada y todos los derechos y participaciones de los vendedores en activos y propiedades relacionadas con los contratos de asociación ya indicados, incluyendo además, la operación de los bloques, pozos, producción, equipos, bienes inmuebles y muebles, etc.

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

La operación de adquisición del Campo Guaduas (Bloques Dindal y Río Seco), concluyó con éxito, mediante la suscripción de un Post Closing Agreement, por el cual las partes luego de acordar y realizar los ajustes de precio correspondientes, instruyeron al Bank One N.A. (Escrow Agent) para que distribuyera entre ellas el depósito de MUS\$4.000 de la cuenta Escrow, recibiendo Enap Sipetrol S.A. como devolución la suma de MUS\$912. En este mismo acuerdo y luego de realizados los ajustes correspondientes, las partes se otorgaron amplio, completo y total finiquito.

(g) 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, IPR e INA.

(h) Paraíso, Biguno, Huachito y Mauro, Dávalos, 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 inversiones para el desarrollo de los campos. A la vez, adquirió el derecho de explotación y operación, asumiendo el 100% de los costos de operación y administración de los campos.

## 35 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

### b. Exploración

El detalle de los proyectos de exploración se presenta en planilla adjunta, con las siguientes notas:

#### (a) CAM 1 Y CAM 3

El área CAM-1 (Cuenca Austral Marina 1) fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF S.A., por la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quien aceptó la oferta realizada por las empresas durante el Concurso Público Internacional convocado para esta licitación.

El área CAM-1 se encuentra ubicada en el océano Atlántico en la zona austral de Argentina y es contigua a otras concesiones donde actualmente Sipetrol Argentina S.A. explora y produce hidrocarburos (Área Magallanes, CAM 2A Sur y CAM 3). Esta zona está ubicada en la boca oriental del Estrecho de Magallanes.

Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF han conformado una Unión Transitoria de Empresas (UTE) (con una participación de 50% de la propiedad cada empresa), destinado a realizar exploraciones de hidrocarburos en esta área y proceder a su explotación comercial en caso de que las exploraciones sean exitosas, siendo Sipetrol Argentina S.A. la compañía operadora.

Durante el mes de octubre de 2005 la Compañía recibió una comunicación de la Secretaría de Energía, mediante la cual comunica a Sipetrol Argentina S.A. que el área de explotación CAM-1 sería registrada a nombre ENARSA (empresa propiedad del Estado Nacional). Esto último sustentado en el hecho que el área había sido adjudicada a Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. durante el año 2003 por la Secretaría de Energía, pero que se encontraba pendiente la Decisión Administrativa del Poder Ejecutivo Nacional que la aprobara.

En función de lo antes descrito, la Sociedad, junto a YPF S.A. y ENARSA, iniciaron una serie de conversaciones con el fin de llegar a un acuerdo entre las partes, para la continuidad de la explotación del área. Con fecha 7 de febrero de 2006, se firmó un Acta de Acuerdo para constituir un nuevo Consorcio según los términos indicados en Nota 33.

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

#### (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 Sipetrol Argentina S.A.

Con fecha 29 de marzo de 2005 se celebró el Contrato de Unión Transitoria de



## 35 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

Empresas el cual se encuentra inscripto ante la Inspección General de Justicia bajo el N° 74, Libro 01 de fecha 10 de Mayo de 2005.

(c) Huila Norte

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

(d) Altamizal

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

(e) Acevedo

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

(f) Doima

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

(g) Tafura

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

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

(h) East Rast Qattara

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 Ras Qattara.

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

(i) EL Diyur

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

El primer período exploratorio expiró el 5 de noviembre de 2003 y el Consorcio decidió pasar al segundo período previa modificación de las participaciones en el consorcio. Una vez comunicada a EGPC la decisión del Consorcio de acceder al segundo período exploratorio de dos años, IPR disminuyó su participación de un 59% a 12,5% por cesión de parte de sus derechos a la empresa Apache El Diyur

## 35 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

Corporation Ldc. lo que se materializó el 8 de marzo del 2004. A su vez, se acordó ceder la operación a Apache. Por lo tanto, las participaciones actuales son: Apache 46,5% (operador), Sipetrol 41% y IPR 12,5%.

### (j) Bloque Mehr

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

### (k) Bloque 35 - Yemen

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

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

Con fecha 21 de septiembre de 2003, el Ministerio de Energía y Minería de Yemen ha comunicado oficialmente la participación de Sipetrol International S.A. en el Consorcio que explora el Bloque 35.

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

Dicha venta se perfeccionará una vez obtenida la aprobación final del gobierno de Yemen (conforme al Production Sharing Agreement) a través de su Ministerio de Minerales y Petróleo. Igualmente se requerían las autorizaciones de los socios del Consorcio (conforme lo exige el Joint Operating Agreement), las cuales ya se obtuvieron

### (l) Bseal - 3, Bpot - 3 y Bseal - 4

Durante el año 2001, estos proyectos en exploración fueron descontinuados por la Sociedad, procediendo a provisionar la totalidad de la inversión. Con respecto al Bloque Bseal-3, se están llevando a cabo actividades tendientes a su devolución.

En ese sentido, con fecha 28 de diciembre de 2001, Sipetrol entregó a la Agencia Nacional de Petróleo (ANP-Río de Janeiro) un documento denominado "Relatorio de Devolución del Area Bseal-3", en el que se detalla además un cronograma preparado conjuntamente con Petrobras, relativo a aquellas actividades remanentes de desactivación de instalaciones y recuperación de áreas en tierra, que le corresponde a Petrobras materializar.

La ANP debiera, por su parte, dentro de un plazo razonable, aprobar este documento y liberar a Sipetrol como Operador del Bloque Bseal-3, para luego proceder al término y cierre de las operaciones en Aracaju. Con fecha 28 de julio de 2004, a través del oficio ANP N0589/2004/SEP, se recibió la confirmación de la devolución total del Bloque Bseal-4 y declaró terminado el

## 35 - CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERA

Contrato de Concesión relativo al Bloque Bseal-3.

Actualmente Enap Sipetrol S.A. presentó defensa en los dos procesos generados contra el Consorcio en el Banco Central (GECO WAY y HOT HED). Aún no hay decisión definitiva en esos casos, lo que suele tardar mucho. Entretanto, eso no representa obstáculo para la terminación del Consorcio, ya que después de terminado el proceso los socios continuarán responsables por los debitos del Consorcio en la proporción de su participación.

A la fecha se estima que durante el período 2006, se devolverán en forma definitiva todas las concesiones entregadas por el gobierno de Brasil.

c. Oleoductos

-----

El detalle de oleoductos se presenta en planilla adjunta.

### 35. Contratos de Operación Petrolera

#### a. Explotación

Proyecto	País	Operador		Porcentaje de Participación Sipetrol	
				2005 %	2004 %
Area Magallanes	Argentina	Sipetrol Argentina S.A.	(a)	50,00	50,00
Campamento Central					
Cañadon Perdido	Argentina	Repsol - YPF	(b)	50,00	50,00
Pampa el Castillo	Argentina	Sipetrol Argentina S.A.	(c)	100,00	100,00
Cam 2A Sur	Argentina	Sipetrol Argentina S.A.	(d)	50,00	50,00
Caguán Río Ceibas	Colombia	Petrobras Internacional S.A. Braspetro	(e)	27,27	27,27
Dindal	Colombia	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Colombia	(f)	90,60	90,60
Río Seco	Colombia	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Colombia	(f)	90,60	90,60
North Bahariya	Egipto	Norpetco (Joint Venture Company)	(g)	50,00	50,00
Paraiso, Biguno, Huachito	Ecuador	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador	(h)	-	-
Mauro, Dávalos, Cordero	Ecuador	Enap Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador	(h)	-	-

### 35. Contratos de Operación Petrolera

#### b. Exploración

Proyecto	País	Operador	Porcentaje de Participación Sipetrol	
			2005 %	2004 %
Cam 3	Argentina	Sipetrol Argentina S.A.	(a) 50,00	50,00
Cam 1	Argentina	Sipetrol Argentina S.A.	(a) 50,00	50,00
La Invernada	Argentina	Wintershall Energía S.A.	(b) 50,00	-
Huila Norte	Colombia	Enap Sipetrol S.A.	(c) 54,00	54,00
Altamizal	Colombia	Enap Sipetrol S.A.	(d) 54,00	54,00
Acevedo	Colombia	Enap Sipetrol S.A.	(e) 30,00	30,00
Doima	Colombia	Hocol S.A.	(f) 50,00	50,00
Tafura	Colombia	Braspetro	(g) 50,00	50,00
East Rast Qattara	Egipto	Sipetrol International S.A.	(h) 50,50	50,50
EL Diyur	Egipto	Apache El Diyur Corporation	(i) 41,00	41,00
Bloque Mehr	Irán	OMV (Irán) Onshore Exploration GmgH	(j) 33,00	33,00
Bloque 35	Yemen	Oil Search	(k) 37,50	30,00
Bseal - 3	Brasil	Sipetrol Brasil Ltda.	(l) -	-
Bpot - 3	Brasil	Tecpetrol do Brasil Ltda.	(l) -	-
Bseal - 4	Brasil	Devon Energy do Brasil Ltda.	(l) -	-

**35. Contratos de Operación Petrolera**  
**c. Oleoducto**

<b>Proyecto</b>	<b>País</b>	<b>Operador</b>
Oleoducto Alto Magdalena	Colombia	Hocol S.A.
Oleoducto de Colombia	Colombia	Triton S.A.

## HECHOS RELEVANTES

Cambio de moneda en registro de la contabilidad.

-----  
Con carta N°0011 del 4 de enero de 2005, se informó el cambio de moneda en que se registrará la contabilidad, de la Empresa Nacional del Petróleo y de sus Filiales; pasando del peso al dólar de los Estados Unidos de América, a partir del 1 de enero de 2005. Asimismo, se informó que dicha modificación ha sido autorizada por todos los organismos competentes.

-----  
Descubrimiento de reservas de petróleo en el bloque Mehr en Irán.

-----  
Con fecha 14 de enero de 2005, mediante carta N°85, se informó hecho esencial consistente en un descubrimiento de resevas de petróleo en el bloque Mehr en Irán, efectuado por la filial internacional de ENAP, Sipetrol S.A.

El descubrimiento se realizó en el pozo Band-e-Karkheh-2, el cual fue exitosamente perforado, registrado y probado. El pozo se ubica en lo que geológicamente se conoce como "Faja Plegada del Zagros", siendo perforado hasta una profundidad de 4.148 metros encontrando petróleo de 22 grados API en uno de los reservorios. Durante las pruebas, el pozo fluyó naturalmente a una tasa de 1.040 barriles de petróleo por día.

El operador aún se encuentra evaluando el reservorio, debiendo concluir próximamente los estudios técnicos que permitan estimaciones más precisas sobre el mismo.

Cabe señalar que el bloque Mehr cubre un área de 2.500 Km2 en la Provincia de Khuzestan y está siendo explorado, mediante un contrato tipo "buy-back", por el consorcio internacional integrado por la empresa austríaca OMV, que posee el 34% de la propiedad y actúa como operador, la empresa española Repsol-YPF, que posee el 33% y Sipetrol S.A., con un 33% de participación.

-----  
Descubrimiento de reservas de petróleo en el bloque El Diyur, en la cuenca del Western Desert, Egipto.

-----  
Con carta N°983 de fecha 25 de mayo de 2005, se informó hecho esencial consistente en un descubrimiento de resevas de petróleo en el bloque El Diyur en Egipto, efectuado por la filial internacional de ENAP, Sipetrol S.A.

El descubrimiento se realizó en el pozo ED-2X, exitosamente perforado a una profundidad de 2.567 metros. Las pruebas de producción realizadas mostraron una productividad promedio cercana a los 1.000 barriles de un crudo de 26 grados API por día, en sólo uno de los varios reservorios encontrados en este pozo.

Enap Sipetrol S.A. ingresó a la concesión de exploración en el Bloque El Diyur en febrero de 2003 y en la actualidad participa con un 41% de propiedad en esta área junto a las compañías Apache (46,5%) e IPR (12,5%).

Con este nuevo éxito exploratorio, la empresa acumula su cuarto descubrimiento de petróleo en Egipto y el quinto obtenido en la zona del Medio Oriente y Norte de Africa en los últimos 2 años.

ENAP aún se encuentra evaluando el volúmen total de las reservas descubiertas y

## HECHOS RELEVANTES

delimitando la calidad de los reservorios. En los próximos meses se concluirán los estudios técnicos que permitirán una estimación más precisa al respecto. Los efectos económicos y financieros de este hallazgo no son todavía cuantificables con precisión.

Financiamiento para proyecto de construcción y operación para una planta de coquización retardada en terrenos de la Refinería Aconcagua de propiedad de Enap Refinerías S.A.

-----  
Con carta N°1171 de fecha 15 de junio de 2005, se informó lo siguiente:

Empresa Nacional del Petróleo y su filial Enap Refinerías S.A., con fecha 15 de junio de 2005, han suscrito junto a las empresas Foster Wheeler Iberia S.A. de España, Man Ferrostaal AG de Alemania y Técnicas Reunidas S.A. de España, diversos contratos y acuerdos para el financiamiento, construcción y operación de una planta de coquización retardada en terrenos de la Refinería Aconcagua de propiedad de Enap Refinerías S.A. ubicados en la ciudad y comuna de Concón, Quinta Región.

El proyecto de construcción y operación de la referida planta de coquización retardada importa una inversión total aproximada de 430 millones de dólares de los Estados Unidos de América e implica incrementar en forma importante la capacidad de la Refinería Aconcagua para la conversión de materia prima en productos valiosos, principalmente petróleo diesel, con que es abastecida la Región Metropolitana y el resto del país. Se proyecta que la mencionada planta comience a operar comercialmente durante el primer semestre del año 2008.

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., en la cual la Empresa Nacional del Petróleo y Enap Refinerías S.A. tienen en conjunto una participación accionaria equivalente al 49% del capital social, correspondiendo el 51% restante a las empresas Foster Wheeler Iberia, Man Ferrostaal y Técnicas Reunidas. El aporte de capital de la Empresa Nacional del Petróleo y Enap Refinerías S.A. en la referida sociedad podrá ascender en conjunto a un máximo total de veinte millones cuatrocientos mil dólares. El saldo de la inversión será financiada con un crédito bancario otorgado a Energía Concón S.A. por un sindicato de bancos liderado por BNP Paribas, Citigroup y Calyon, por un monto de 410 millones de dólares y por un plazo de 15 años.

De los diversos acuerdos y contratos suscritos para el desarrollo del proyecto, cabe destacar el contrato de servicios de procesamiento (Processing Services Agreement) celebrado entre Enap Refinerías S.A. y Energía Concón S.A. por un plazo de 20 años. Las obligaciones de Enap Refinerías S.A. bajo este contrato serán garantizadas por la Empresa Nacional del Petróleo.

Suscripción convenio denominado "Pool Agreement" con Colbún S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Metrogas S.A.

-----  
Mediante carta N°1220 de fecha 21 de junio de 2005, la Empresa Nacional del Petróleo informó, que con fecha 20 de junio de 2005 suscribió un convenio denominado "Poll Agreement" con Colbún S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Metrogas S.A., con el objeto de desarrollar en forma coordinada con las empresas antes mencionadas, un proceso de licitación internacional destinado a buscar, seleccionar y adjudicar a uno o más proveedores que presten el servicio de



## HECHOS RELEVANTES

suministro de gas natural licuado (GNL), su transporte hasta un puerto en la bahía de Quintero en la Quinta Región, su almacenamiento, regasificación y entrega a compradores de la zona central. Dicho proceso tiene como objetivo lograr un suministro energético confiable y comercialmente razonable que disminuya la dependencia de la matriz energética de la zona central del país respecto al gas natural procedente de Argentina. Específicamente respecto de Enap, su principal interés en el suministro de GNL radica en asegurar el suministro de gas natural para la operación de la Refinería de Aconcagua, de propiedad de su filial Enap Refenerías S.A.

En forma simultánea a la suscripción del Pool Agreement, sus partes han dado inicio a un proceso de licitación internacional mediante el envío de invitaciones a ofertar y un memorando de información a los principales actores del mercado del GNL.

### Clasificación de riesgo.

Con carta N°1408 de fecha 8 de julio de 2005, se informó a la Superintendencia de Valores y Seguros que con esta misma fecha, la clasificadora de riesgos internacional Moody's ha subido en dos niveles la clasificación de riesgo de deuda en moneda extranjera de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), de Baal a A2.

Segundo descubrimiento de reservas de petróleo en el bloque El Diyur, localizado en el Desierto Occidental de Egipto.

Con carta N°1902 de fecha 31 de agosto de 2005, se informó hecho esencial consistente en un descubrimiento de resevas de petróleo en el bloque El Diyur en Egipto, efectuado por la filial internacional de ENAP, Enap Sipetrol S.A.

El descubrimiento se realizó en el pozo ED-3X, perforado a una profundidad de 1.727 metros. Dos zonas separadas probaron una tasa combinada de 500 barriles de petróleo de 28 grados API por día.

El pozo se encuentra actualmente cerrado a la espera del otorgamiento de una licencia de desarrollo por parte de las autoridades egipcias, la Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) y el Ministerio del Petróleo, tras lo cual la producción comenzará.

Con este nuevo descubrimiento, la empresa completa su quinto descubrimiento de petróleo en Egipto y el sexto obtenido en el área del Medio Oriente y Norte de Africa en los últimos 2 años.

ENAP a través de Enap Sipetrol S.A. entró en la concesión de exploración El Diyu en febrero de 2003 y actualmente tiene un 41% de participación, junto a la compañía operadora Apache (46,5%) y a IPR (12,5%).

El Diyur constituye el segundo proyecto de exploración exitoso de Enap Sipetrol en Egipto que ha resultado en descubrimientos de petróleo y su producción. La empresa también produce desde el año pasado en varios campos descubiertos en la concesión North Bahariya, los que están actualmente en una etapa de desarrollo.

Un tercer proyecto de exploración en el Desierto Occidental (Concesión East Ras Qattara) comenzará sus pozos de exploración el próximo año.

## HECHOS RELEVANTES

Estabilización fluctuaciones del precio de las gasolinas y kerosene doméstico en sus ventas al mercado nacional.

-----  
Con carta de fecha 5 de septiembre de 2005, se informó a la Superintendencia de Valores y Seguros que con la debida autorización del Ministerio de Hacienda, el Directorio de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), bajo lineamientos del Supremo Gobierno, ha adoptado medidas que tenderán a estabilizar las fluctuaciones del precio de las gasolinas y kerosene doméstico en sus ventas al mercado nacional. Esta estabilización es de carácter transitorio, abarcando un período de tres semanas calendario, a contar del día 12 de Septiembre de 2005.

El Ministerio de Hacienda ha garantizado a la Empresa Nacional del Petróleo que ésta no verá afectados sus flujos previstos antes de esta contingencia, producto de esta política transitoria de excepción a los precios de paridad de importación. Ello, en consistencia la política del Supremo Gobierno de velar por la capacidad financiera de la Empresa.

Contrato de fletamento de un buque tanque petrolero.

-----  
Con fecha 8 de septiembre de 2005, la filial Enap Refinerías S.A. comunicó que, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 9 y en el Artículo 10 inciso 20 de la Ley N°18.045, de Mercado de Valores, en el Artículo 44 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas, y en la Norma de Carácter General N°30 de esa Superintendencia, tras un proceso de licitación privada, y por estimar que se ajustaba a condiciones de mercado, el Directorio de Enap Refinerías S.A. ha aprobado la celebración de un contrato de fletamento por tiempo, de un buque tanque petrolero de propiedad de Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.. Don Enrique Dávila Alveal tiene el carácter de director de ambas sociedades, y ha sido elegido en ellas en su carácter de Gerente General de la Empresa Nacional del Petróleo, accionista de aquellas sociedades. En las sesiones de directorios donde se trató este contrato el Sr. Dávila se abstuvo de opinar y votar al respecto.

Ampliación información sobre Política Estabilización de Precios de Combustibles.

-----  
Con carta N°1973 de fecha 9 de septiembre de 2005, se amplía la información respecto del hecho esencial informado con fecha 5 de septiembre de 2005, e informamos lo siguiente:

- Efectos financieros y contables que se producirán con la referida medida en los estados financieros de Enap.

La estimación de menores ingresos de Enap y Filiales, entre el precio de paridad Costa del Golfo y el precio de estabilización definido por el período de aplicación de esta medida se estima en US\$ 13,7 millones.

- Mecanismo que se utilizará para que la Empresa no vea afectado sus flujos, de acuerdo a la política definida por el Supremo Gobierno.

Los flujos mencionados en el punto anterior no estaban proyectados en los presupuestos de ENAP, dado que corresponden a márgenes inusuales, fruto de una situación coyuntural de crisis. En todo caso, dichos menores ingresos no afectarán la situación financiera de la Empresa, dada las autorizaciones ya

## HECHOS RELEVANTES

expedidas por parte del Ministerio de Hacienda, para la capitalización de :

- i) el remanente de utilidades no retiradas del año 2004 y
- ii) así como parte importante de las utilidades 2005.

- Cualquier otra información necesaria para un mejor entendimiento de la política implementada.

Esta es una medida transitoria que se aplica para lo que resta del mes de Septiembre. Como medida de mayor plazo, el Supremo Gobierno ha sometido a tramitación parlamentaria un proyecto de Ley, destinado a crear un mecanismo que operará a través de un Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles derivados del petróleo con el objeto de atenuar las variaciones de los precios de venta internos de la gasolina automotriz, petróleo diesel y el kerosén doméstico, la cual tendrá vigencia hasta el 30 de Junio de 2006.

Política de traspaso de utilidades de ENAP al Fisco.

-----  
Con carta N°2006 de fecha 16 de septiembre de 2005, se informó lo siguiente:

Mediante Resolución N 25 del 11 de agosto del presente, el Ministerio de Hacienda comunicó que con el objeto de fortalecer financieramente a la empresa, ha acordado lo siguiente:

a) Autoriza a Enap para que no traspase al Fisco el saldo de utilidades netas generadas el 2005 hasta por un monto de M\$ 42.480.- millones, manteniéndolas como utilidades retenidas.

b) A partir del ejercicio contable 2006 se establece la siguiente política de capitalización de utilidades netas durante los próximos cinco años:

Enap deberá traspasar al Fisco un monto mínimo de recursos ya sea como impuestos a la renta por la aplicación del DL. 2398 y/o como anticipo de utilidades, de acuerdo al siguiente mecanismo:

\* Si la utilidad es inferior al 14% de la rentabilidad sobre el Patrimonio la empresa deberá traspasar al Fisco un monto de utilidades equivalentes a una rentabilidad del 14% sobre el patrimonio, con cargo a la utilidad del ejercicio y a las utilidades retenidas en períodos anteriores.

\* Si la utilidad es superior al 14% de la rentabilidad sobre el Patrimonio, por la parte de la utilidad que exceda el 14% de rentabilidad, la empresa podrá retener un 50% de dicho exceso.

Para los efectos de calcular la rentabilidad del patrimonio es necesario tener en cuenta lo siguiente:

\* La utilidad se entenderá calculada después de Derechos de Explotación, de impuestos en el exterior e impuestos a la renta de primera categoría, y antes del impuesto a la renta del 40% establecido en el DL N 2398, según los Estados Financieros consolidados de Enap, al 31 de diciembre de cada año.

\* El Patrimonio se entenderá, como el Patrimonio total de Enap, según los Estados Financieros consolidados, al 31 de diciembre de cada año.

## HECHOS RELEVANTES

Ampliación información sobre Política de Traspaso de Utilidades de ENAP al FISCO.

-----  
Con carta N°2061 fecha 23 de septiembre de 2005, se amplía la información respecto del hecho esencial informado con fecha 16 de septiembre de 2005, e informamos lo siguiente:

En literal a), se deberá indicar el destino de los remanentes que se pudieran generar entre el resultado del ejercicio 2005, y el saldo autorizado para mantener como utilidades retenidas.

\* Tal como se establece en Oficio N 25, del Ministerio de Hacienda, de fecha 11 de agosto de 2005, las utilidades autorizadas para ser retenidas, están destinadas a fortalecer financieramente a ENAP, considerando las medidas comerciales implementadas por la aplicación de las directrices del decreto referene al programa de esabilización del precio del diesel, como también por la necesidad de apalancar el plan de inversiones vigente.

Por las utilidades generadas en exceso durante al año 2005, futura capitalizaciones serán resueltas a fines del presente año por el Ministerio de Hacienda, con el objetivo de asumir los costos reales en que incurra ENAP por la aplicación del programa de estabilización del diesel autorizado mediante Decreto Exento N 390, de fecha 19 de mayo de 2005 y que no hayan alcanzado a ser compensados con las capitalizaciones y retenciones ya citadas. De existir un remanente adicional, se aplicará la norma general para las empresas públicas, esto es, el destino de dicho remanente adicional quedará sometido a la decisión exclusiva del Ministerio de Hacienda.

En relación al plan quinquenal(2006-2010)detallado en el literal b), se deberá precisar el destino de los remanentes que se pudieran generar entre la utilidad correspondiente y el traspaso de recursos al Fisco de Chile para ese período, de acuerdo al mecanismo especificado en el mismo.

\* Los montos que sean susceptibles de ser retenidos durante los ejercicios 2006 al 2010, producto de la aplicación del mecanismo de retención de utilidades aprobado para dicho período, serán destinados exclusivamente a amortizar deuda vigente y/o financiar el plan de inversiones de ENAP.

Publicación Ley N°20.063, que crea el Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo.

-----  
Con carta N 2123 del 29 de septiembre de 2005, se informó que con esta misma fecha fue publicada en el Diario Oficial la Ley N 20.063, en virtud de la cual se crea el Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo, con el objeto de atenuar las variaciones de los precios de venta internos de la gasolina automotriz, el petróleo diesel y el kerosene doméstico, motivadas por fluctuaciones de sus cotizaciones internacionales.

Dicho mecanismo regirá a partir del lunes 3 de octubre de 2005 y hasta el 30 de junio de 2006.

Informa clasificación de riesgo internacional.

-----

## HECHOS RELEVANTES

Con carta N°2286 del 28 de octubre de 2005, y en virtud de lo dispuesto en los artículos 9 y 10 inciso 2° de la Ley N°18.045 de Mercado de Valores, se informa que la clasificadora de riesgos internacional Fitch Ratings ha asignado a la Empresa Nacional del Petróleo la clasificación de riesgo "A" con Outlook "Estable" para las obligaciones en moneda extranjera de la Compañía.

Fitch Ratings, en su informe, destaca entre otros aspectos que la clasificación de riesgo refleja la propiedad de ENAP por parte del Estado, el apoyo favorable del Gobierno de Chile, su posición fuerte en el mercado doméstico, su política de precios y el sólido manejo financiero de la Compañía.

## ANÁLISIS RAZONADO

### ANALISIS RAZONADO EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO Y FILIALES

Los principales rubros de activos y pasivos al 31 de diciembre de 2005 y 2004 son los siguientes:

	31/12/2005	31/12/2004
	MMUS\$	MMUS\$
Activo Circulante	1.737	1.291
Activo Fijo Neto	1.628	1.430
Otros Activos	306	247
Total Activos	3.671	2.968
	31/12/2005	31/12/2004
	MMUS\$	MMUS\$
Pasivo Circulante	1.213	936
Pasivo Largo Plazo	1.539	1.274
Total Pasivo Exigible	2.752	2.210
Interés Minoritario	0	0
Patrimonio	919	758
Total Pasivos y Patrimonio	3.671	2.968

#### Activos

Los activos totales aumentaron de US\$2.968 millones registrados a diciembre de 2004 a US\$3.671 millones a igual fecha de 2005, lo que representa un incremento de un 23,7%. Esto se explica principalmente por el aumento de un 34,6%, equivalente a US\$446 millones, de los activos circulantes, y en menor medida por los aumentos de un 23,9% en los otros activos y de 13,8% en los activos fijos.

El mayor valor de los activos circulantes se explica básicamente por el incremento en US\$229 millones de existencias y de US\$156 millones de deudores por ventas. Las existencias pasaron de US\$645 millones en diciembre de 2004 a US\$875 millones a igual fecha de 2005, debido al mayor valor de productos y petróleo crudo por el alza de los precios internacionales de los hidrocarburos durante el 2005, como también por un incremento en los volúmenes de stock. Por su parte el aumento del saldo de los deudores por ventas en un 36%, se debe a un mayor nivel físico de ventas como también al incremento en los precios de los combustibles.

El activo fijo aumentó en US\$198 millones, lo que representa un incremento de un 13,8%. Este aumento se explica principalmente por la incorporación de activos en leasing por US\$171 millones en la cuenta de otros activos fijos, como por la activación de proyectos de inversión.

Por otra parte, el total de otros activos aumentó en un 23,9% pasando de US\$247 millones en diciembre de 2004 a US\$306 millones a igual fecha de 2005. En esta variación, la cuenta otros, es la que presenta un mayor aumento debido a las operaciones de derivados, tanto de tasas de interés como de commodities, realizadas durante 2005.

#### Pasivos

## ANÁLISIS RAZONADO

El total de pasivos exigibles aumentó en US\$542 millones, pasando de US\$2.210 millones a diciembre de 2004 a US\$2.752 millones a igual fecha de 2005. Este aumento de pasivos exigibles se explica tanto por el aumento de pasivos de corto plazo en un 29,6% como por el incremento de los de largo plazo en un 20,9%.

El Pasivo Circulante aumentó en US\$277 millones, que corresponden mayoritariamente a compromisos con Proveedores de Crudo y Productos por US\$232 millones más que a fines de 2004, en Cuentas por Pagar y US\$153 millones más en Documentos por Pagar (forfaiting), ambos incrementos acompañados también de un aumento en los Otros Pasivos Circulantes por US\$35 millones. Los incrementos mencionados fueron sólo parcialmente compensados por reducciones de US\$47 millones en Obligaciones con Bancos e Instituciones Financieras Largo Plazo - Porción Corto Plazo, de US\$50 millones en las Retenciones y de US\$37 millones en el Impuesto Renta.

El aumento de los pasivos de largo plazo por US\$265 millones corresponde principalmente al mayor pasivo por los activos en leasing contabilizados en documentos y cuentas por pagar con empresas relacionadas, y por Impuestos a la Renta en la cuenta Provisiones de largo plazo. Durante el período, hubo una reducción en la deuda financiera de largo plazo por un valor neto de US\$39 millones.

El patrimonio mostró un aumento de 21,2% entre diciembre de 2004 e igual período de 2005, pasando de US\$758 millones a US\$919 millones, respectivamente. Este aumento se explica en parte por la transformación a dólares del Patrimonio en pesos chilenos al 31 de Diciembre 2004, a un tipo de cambio de \$557,4 por dólar, como también por la mayor utilidad generada durante el período. Durante el 2005 el Fisco de Chile autorizó a ENAP a capitalizar utilidades de 2004 por un monto de US\$21 millones y utilidades del primer trimestre de 2005 por US\$17 millones, esto con el fin de cubrir los costos incurridos por ENAP por la estabilización del precio del petróleo diesel.

### INDICADORES DE LIQUIDEZ, ENDEUDAMIENTO Y ACTIVIDAD

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

	31/12/2005	31/12/2004
Liquidez		
Liquidez corriente	1,43	1,38
Razón ácida (1)	0,70	0,68
Endeudamiento		
Deuda Corto Plazo/Deuda Total (%)	44,1%	42,4%
Deuda Largo Plazo/Deuda Total (%)	55,9%	57,6%
Razón de endeudamiento	2,99	2,91
Cobertura gastos financieros (2)	5,11	5,32
Actividad		
Total Activos (MMUS\$)	3.671	2.968
Rotación de inventarios	8,09	8,59
Permanencia de inventarios	44,48	41,93

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

## ANÁLISIS RAZONADO

(2) La cobertura de gastos financieros se calcula como Resultado antes de Impuestos e intereses, sobre el total de gastos financieros..

El índice de liquidez mostró una mejoría, pasando de 1,38 veces en diciembre de 2004 a 1,43 veces en diciembre de 2005, representando de esta forma el mayor crecimiento de los activos circulantes respecto del crecimiento de los pasivos de corto plazo.

El índice de endeudamiento fue de 2,99 para el año 2005, el cual es levemente superior al índice de 2,91 registrado en 2004. Esto como evidencia de un mayor crecimiento de los pasivos exigibles, proporcionalmente, respecto del patrimonio.

En cuanto a la exigibilidad de la deuda total, se ve un leve incremento de la proporción de deuda de corto plazo pasando de ser un 42,4% en diciembre de 2004 a un 44,1% en 2005. Sin embargo, si se considera sólo la deuda financiera, estos indicadores son notoriamente distintos, ya que a diciembre de 2005, un 69% de la deuda financiera es de largo plazo, y el 31% restante es de corto plazo. Esta estructura de deuda financiera es un reflejo del esfuerzo de reestructuración de pasivos que ha realizado la empresa.

La cobertura de gastos financieros se redujo, pasando de 5,32 veces en diciembre de 2004 a 5,11 veces a igual fecha de 2005. Esta menor cobertura está explicada principalmente por el mayor incremento de los gastos financieros, respecto del incremento en el resultado antes de impuestos e intereses. Los mayores gastos financieros se deben principalmente al incremento de la deuda con proveedores y las mayores tasas de interés reflejadas en la última mitad del año 2005, que afectan principalmente a la deuda con proveedores ya que la deuda financiera de ENAP hoy está prácticamente toda con tasa fija.

### ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS

	31/12/2005	31/12/2004
	MUS\$	MUS\$
Resultado Operacional	448.420	249.879
Gastos Financieros	89.877	73.118
Resultado no Operacional	-78.800	65.998
R.A.I.I.D.A.I.E.	655.767	572.823
Utilidad después del 17% de impuestos	298.842	221.588
Utilidad después de impuestos	197.844	116.818
Rentabilidad		
Rentabilidad del Patrimonio	21,52%	15,41%
Rentabilidad del Activo	5,96%	4,35%
Rendimiento Activos Operacionales	16,53%	11,19%

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

### Resultado Operacional

El resultado operacional consolidado muestra un aumento de un 79,5% entre el año 2004 y el año 2005, pasando de US\$250 millones en diciembre de 2004 a US\$448 millones en igual período de 2005. Este aumento de US\$199 millones en el resultado



## ANÁLISIS RAZONADO

del 2005, se explica principalmente por un mayor margen de refinación respecto del margen de igual período del 2004, como también por un incremento de los volúmenes de productos vendidos. Los mayores costos de la materia prima importada (petróleo crudo), impactaron en mayores costos de explotación, los cuales crecieron en US\$1.771 millones llegando a US\$6.151 millones. Por su parte, las ventas acumuladas a la fecha llegaron a los US\$6.674 millones, incrementándose en US\$1.949 millones.

Los gastos de administración y ventas, se redujeron en un 21,2% pasando de US\$95 millones en 2004 a US\$75 millones en 2005. Estos menores gastos de administración y ventas están explicados principalmente por un esfuerzo de reducción de estos costos en todo el grupo de empresas ENAP.

### Resultado No Operacional

El resultado no operacional, presenta una pérdida de US\$79 millones a diciembre de 2005, comparada con una utilidad de US\$66 millones en igual período de 2004.

Parte importante en la explicación de la variación del resultado entre ambos períodos, se debe al cambio de la moneda de registro contable. Como ya se ha indicado a contar del 1 de Enero, el Grupo de Empresas fue autorizado para llevar su contabilidad en dólares. Con este cambio en el registro contable, se ha mitigado el efecto de la volatilidad del dólar. La cuenta diferencia de cambio, en diciembre de 2004 mostraba una utilidad de US\$138 millones y a igual fecha de 2005 muestra una utilidad por sólo US\$4 millones. El incremento en los gastos financieros, que a diciembre de 2005 fueron mayores en US\$17 millones que los mismos en 2004, sólo fue compensado por la eliminación de la corrección monetaria, debida también al cambio en la moneda de registro de los estados financieros.

### Utilidad del Período

La utilidad al final del período 2005, descontado el impuesto a la renta de primera categoría (17%) alcanzó a los US\$299 millones cifra que es un 34,9% superior a los US\$222 millones registrados a igual período de 2004. La utilidad neta, descontado el 40% de impuesto del D.L. 2.398, fue de US\$198 millones en 2005, un 69,4% mayor que aquella de 2004, la que alcanzó los US\$117 millones. Esta mejora se explica principalmente por los mejores resultados de la explotación presentados durante el año 2005 con respecto a aquéllos de 2004.

### Diferencia entre valores económicos y de libros de los activos

Al 31 de diciembre de 2005, 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

Durante el año 2005, el precio del petróleo crudo marcador internacional West Texas Intermediate (WTI) mantuvo la tendencia alcista del 2004, con precios que oscilaron los US\$ 50/barril en el período enero-mayo, para subir en el segundo semestre a un

## ANÁLISIS RAZONADO

nivel más alto en torno a los 60 US\$/barril. A pesar del alto nivel de precios, la demanda mundial de crudo continuó creciendo, alcanzando un nuevo record histórico de 85,4 millones de bpd, impulsado principalmente por los consumos de China, India, Rusia y Estados Unidos. Este incremento en el consumo mundial fue abastecido principalmente por mayor producción de crudo y condensados de la OPEP, manteniéndose relativamente constante la producción de petróleo de los países no pertenecientes a esta organización. En los meses de agosto y septiembre, el paso de los huracanes por el Golfo de México, especialmente Katrina y Rita, provocaron serios problemas en el abastecimiento de crudo y derivados, generando la detención de plataformas de producción de petróleo y gas, de refinerías, y también el cierre de puertos de descarga de crudos y productos. En este bimestre se alcanzaron los niveles de precios más altos del año, llegando a un máximo histórico de US\$ 69,9 por barril para el WTI. En los meses siguientes, los precios bajaron conforme se recuperaban las instalaciones petroleras y los niveles de producción de crudo, a lo cual contribuyó también los anuncios de una baja en la demanda mundial realizado por la Agencia Internacional de Energía (IEA) y los pronósticos de un invierno más benigno para el hemisferio norte. En el 2005, el WTI alcanzó un promedio anual de 56,4 US\$/barril, mayor en 36,7% al del 2004 (41,4 US\$/ barril).

Por su parte, los precios internacionales de los productos siguieron una tendencia similar a la del crudo, ampliándose incluso los diferenciales con respecto a éste por sobre los niveles normales, especialmente en el caso del diesel. A mediados del año los precios de las gasolinas y el diesel se elevaron a medida que lo hacía el consumo en los Estados Unidos, y el sistema de refinación era forzado al máximo, lo que introdujo un elemento de preocupación en el mercado ante la eventualidad de que posibles fallas o detenciones no programadas en las plantas afectaran el abastecimiento de la demanda. El paso de los huracanes por la costa norteamericana mermó significativamente la oferta de derivados en el Golfo de México, alcanzándose precios máximos de US\$131,1 y US\$108,4 por barril para las gasolinas y el diesel respectivamente en septiembre. En los meses siguientes, los precios descendieron como efecto de la recuperación en el abastecimiento de productos especialmente de las refinerías afectadas por el paso de los huracanes. De esta forma, en el 2005, los precios promedio en la costa del Golfo de México fueron de US\$ 67,2 por barril para las gasolinas y de US\$ 68,2 por barril para el diesel, muy por encima a los promedios de US\$ 49,4 y US\$ 45,6 por barril, respectivamente para igual período de 2004.

La demanda por productos refinados en el mercado nacional se estima en 14,2 millones de m3, lo que significaría un incremento de 4,3% respecto de igual período 2004.

### Flujos de efectivo

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

	31/12/2005	31/12/2004
	MMUS\$	MMUS\$
Flujo neto originado por actividad de la operación	337	150
Flujo neto originado por actividades de financiamiento	-106	73
Flujo neto originado por actividades de inversión	-247	-251
Flujo neto del período	-16	-28

## ANÁLISIS RAZONADO

El mayor flujo originado por actividades de la operación por US\$186 millones, es un reflejo, principalmente, de una mayor recaudación de deudores por venta por un monto de US\$3.067 millones, y por la mayor utilidad del ejercicio.

Durante el año 2005 no se emitió deuda financiera por parte de ENAP, lo que se refleja en una reducción de los flujos originados por actividades de financiamiento, durante el 2005 se pagaron préstamos por US\$195 millones y se obtuvieron préstamos por US\$89 millones, a diferencia que en 2004 se tenían obligaciones con el público (bonos) por US\$162 millones, se obtuvieron préstamos por US\$112 millones y se pagaron sólo US\$102 millones de préstamos. A diferencia del año 2004, Enap no ha efectuado traspasos de anticipos de Utilidades al Fisco.

### Análisis de riesgo de mercado

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos y en las siguientes etapas de la cadena productiva, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo. De estas actividades, una parte substancial de las operaciones corresponde a la refinación y comercialización de sus productos en Chile, liderando el abastecimiento del mercado nacional con una participación de aproximadamente 87%, abriéndose paso en los últimos años a la exportación de estos productos, principalmente a países de América Latina.

ENAP accede regularmente al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y los compromisos comerciales convenientemente. Como resultado de lo anterior, el abastecimiento de petróleo crudo de ENAP se obtiene mayoritariamente de países de Sudamérica y África, siendo los principales proveedores Argentina y Angola . contando las refinerías con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima.

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

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

En términos de riesgo de tasa de interés, la empresa mantiene un mix de deuda financiera en tasa fija (principalmente bonos de largo plazo), y tasa variable (principalmente créditos bilaterales y sindicados y préstamos de corto plazo como forfaiting), para mitigar este riesgo ENAP ha realizado una variedad de derivados de tasa de interés los que llevan estos créditos de tasa variable, principalmente LIBOR más un spread, a tasa fija. Gracias a esto al 31 de Diciembre de 2005 se tiene un mix de tasa fija / variable de aproximadamente 86%/13% que se compara con 79%/21%. Esta relación incrementó el porcentaje de tasa fija comparado con igual

## ANÁLISIS RAZONADO

fecha del año anterior, y le da a la empresa un menor costo financiero dado que actualmente las tasas LIBOR referenciales para sus créditos se encuentran por encima de la tasa fijada gracias a las operaciones de derivados.

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

La empresa ha contratado coberturas con el fin de mitigar el riesgo precio de commodities para el WTI en y el diesel via swaps y opciones. En mayo de 2005, ENAP contrató una opción tipo call spread para la estabilización del precio del diésel que le permite mitigar el alza del precio promedio mensual del WTI sobre US\$58 por barril hasta un tope máximo de US\$61 por barril sobre el cual la compañía recibe una compensación máxima de US\$3 por barril a razón de un volumen mensual de 3 millones de barriles para un período de 10 meses. La empresa no participa en el mercado de futuros para las coberturas de riesgo de precio de commodity.