



ENAP Y FILIALES

Análisis razonado al estado de situación financiera consolidado
al 30 de junio de 2012



EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO Y FILIALES

ANALISIS RAZONADO DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO AL 30 DE JUNIO DE 2012.

El presente análisis evalúa el Estado de Situación Financiera Clasificado consolidado al 30 de junio de 2012 y el ejercicio concluido al 31 de diciembre del 2011, conjuntamente con el Estado de Resultados Integrales consolidado por los períodos concluidos al 30 de junio de 2012 y 2011 del Grupo ENAP.

El resultado del primer semestre del año 2012 después de impuesto a la renta e impuesto especial del 40%, fue una pérdida de US\$ 170 millones. Este resultado estuvo marcado por el incremento que experimentó en el período el precio promedio del crudo asociado a compras en base al marcador WTI en Latinoamérica durante los últimos dos meses del año 2011. Este sufrió una fuerte apreciación respecto al marcador Brent de referencia para determinar los precios de paridad de importación que afectó directamente en una reducción de márgenes en los primeros tres meses del año 2012. Adicionalmente, se experimentó un incremento de los costos de la energía debido al alza en el precio del crudo a nivel internacional, el cual está estrechamente vinculado al proceso productivo y al funcionamiento de las refinerías. Ambas variables afectaron de manera significativa los costos directos de producción de las refinerías, generándose, en relación al mismo período del año anterior, un incremento en los costos equivalente a un 12%, sin ser éstos contrarrestados con los incrementos de los ingresos que alcanzaron tan solo a un 5%.

A nivel de margen de refinación (ingreso menos costo de crudo), se produjo una disminución de un 31% respecto a igual periodo del año anterior, según se detalla en la página 10 de este análisis. La razón principal de la disminución de este margen, fue el encarecimiento de la canasta de crudos latinoamericanos indexados al WTI a los que Enap Refinerías S.A. tiene acceso (materia prima sin arancel aduanero), crudos que presentaron una oferta regional en lento crecimiento y cada vez más concentrada desde el punto de vista del número de proveedores. Sin embargo, los precios de venta no recogen los aumentos de costos de ENAP como refinador, dado que la política de precios de venta establecidas por ENAP está en función de los precios de paridad de importación de la Costa del Golfo de México de Estados Unidos (USGC), los cuales reflejan los costos propios de su proceso de refinación. Adicionalmente y en particular durante los primeros tres meses del año 2012 los márgenes de refinación internacionales que determinan directamente el precio de paridad de importación de la costa del Golfo de México de Estados Unidos experimentaron una fuerte baja, lo que sumado a los efectos de mayores costos de crudo a los que ENAP tuvo acceso generaron una reducción en el margen de refinación.

Para contrarrestar este desbalance, ENAP ha implementado acciones correctivas en las compras realizadas durante el semestre, como por ejemplo, modificación de la dieta de crudos a ser refinada y cambio en la modalidad de compra.

El total de activos de ENAP, al 30 de junio del 2012, ascendió a US\$ 6.443 millones, cifra superior en un 3,9% a los US\$ 6.203 millones de activos al 31 de diciembre de 2011. Los pasivos corrientes y no corrientes aumentaron en un 7,2%, pasando de US\$ 5.822 millones al 31 de diciembre de 2011 a US\$ 6.241 millones al 30 de junio de 2012.



El patrimonio total del Grupo ENAP disminuyó en un 47% pasando de US\$ 381 millones al 31 de diciembre de 2011 a US\$ 202 millones al 30 de junio de 2012.

A continuación se analiza la información financiera y marcha del negocio durante el periodo indicado.

1.- ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO

El Estado de Situación Financiera Clasificado de ENAP, que compara la posición patrimonial al 30 de junio de 2012 y al 31 de diciembre de 2011, es la siguiente:

ACTIVOS	30.06.2012	31.12.2011
	MUS\$	MUS\$
Activos corrientes		
Efectivo y equivalentes al efectivo	550.381	283.863
Otros activos financieros corrientes	10.961	3.677
Otros activos no financieros corrientes	30.980	12.385
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	783.088	851.698
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	65.394	124.844
Inventarios corrientes	1.486.148	1.486.655
Activos por impuestos corrientes	<u>127.513</u>	<u>105.139</u>
Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta	<u>5.722</u>	<u>50.508</u>
Total activos corrientes	<u>3.060.187</u>	<u>2.918.769</u>
Activos no corrientes		
Otros activos financieros, no corrientes	49.863	31.536
Otros activos no financieros, no corrientes	6.010	10.642
Derechos por cobrar, no corrientes	19.764	19.370
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	6.933	9.433
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	187.114	140.155
Activos intangibles distintos de la plusvalía	3.084	3.084
Propiedades, planta y equipo	2.668.639	2.672.175
Propiedad de inversión	2.052	2.055
Activos por impuestos diferidos	<u>439.055</u>	<u>395.298</u>
Total activos no corrientes	<u>3.382.514</u>	<u>3.283.748</u>
TOTAL ACTIVOS	<u><u>6.442.701</u></u>	<u><u>6.202.517</u></u>



PATRIMONIO Y PASIVOS	30.06.2012	31.12.2011
	MUS\$	MUS\$
Pasivos corrientes		
Otros pasivos financieros, corrientes	1.415.671	1.051.917
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.421.951	1.309.544
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	35.052	26.800
Otras provisiones a corto plazo	33.735	36.894
Pasivos por impuestos, corrientes	68.909	54.576
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	34.589	35.594
Otros pasivos no financieros, corrientes	622	588
	<hr/>	<hr/>
Total pasivos corrientes	3.010.529	2.515.913
Pasivos no corrientes		
Otros pasivos financieros, no corrientes	2.940.086	2.985.136
Otras cuentas por pagar, no corrientes	8.000	7.134
Otras provisiones, no corrientes	66.950	99.322
Pasivos por impuestos diferidos	99.248	102.265
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	114.250	109.916
Otros pasivos no financieros, no corrientes	1.540	1.826
	<hr/>	<hr/>
Total de pasivos no corrientes	3.230.074	3.305.599
	<hr/>	<hr/>
Total pasivos	6.240.603	5.821.512
Patrimonio		
Capital emitido	1.232.332	1.232.332
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(892.545)	(722.545)
Otras reservas	(150.755)	(142.259)
	<hr/>	<hr/>
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	189.032	367.528
Participaciones no controladoras	13.066	13.477
	<hr/>	<hr/>
Patrimonio total	202.098	381.005
	<hr/>	<hr/>
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	6.442.701	6.202.517
	<hr/>	<hr/>

El incremento del total de activos de US\$ 240 millones (3,9%) con relación al existente al 31 de diciembre de 2011, se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

Activos corrientes y no corrientes (En millones de dólares)	30.06.2012	31.12.2011	Variación
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	550	284	266
Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación	187	140	47
Activos No Corrientes Clasificados Como Mantenedos Para la Venta	6	51	(45)
Activos por Impuestos Diferidos	439	395	44
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	783	852	(69)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	65	125	(60)

El aumento en el rubro Efectivo y Equivalentes de Efectivo de US\$ 266 millones (94%) se explica fundamentalmente por la acumulación de liquidez para hacer frente al vencimiento de obligaciones con el público – bonos locales e internacionales y proveedores, con vencimientos a partir del mes de julio del presente año.

El aumento en las Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación, de US\$ 47 millones (34%), respecto a diciembre del 2011 se debe a la reclasificación desde Activos no corrientes Clasificados como Mantenedos para la Venta, puesto que durante este semestre la Administración postergó la decisión de venta de las participaciones que el Grupo ENAP mantenía en Empresa Nacional de Geotermia S.A. y en Geotérmica del Norte S.A., la cual se había iniciado en mayo de 2011. Producto de esta decisión, al 30 de junio de 2012 estas inversiones en asociadas por un total de US\$ 56 millones se han reclasificado como se ha descrito, a su valor libro. Al 30 de junio de 2012, la Empresa mantiene activos para la venta por US\$6 millones, correspondiente a bienes inmuebles.

El aumento experimentado por el rubro Activos por Impuestos Diferidos por US\$ 44 millones (11%), corresponde a aumentos en Activo diferido asociado a pérdidas tributarias del Grupo.

La disminución experimentada por el rubro Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar en US\$ 69 (8%) obedece principalmente una disminución en las ventas de los meses de junio del 2012 respecto a diciembre del 2011, que en promedio se reducen en 9% desde US\$900 millones a diciembre de 2011 a US\$818 millones en junio de 2012, principalmente por una disminución en el volumen de ventas de entre ambos meses de un 6% y una baja de precios nominales, que en promedio se reducen en 2% (116,4 US\$/Bbl v/s 119,2 US\$/Bbl).

La disminución en Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes por US\$ 60 millones (48%), se explica principalmente por una disminución de la cuenta por cobrar a GNL Chile S.A. por US\$ 38 millones, asociado a menores anticipos asociados a la compra de gas; una disminución en la cuenta por cobrar a GNL Quintero S.A. por US\$ 16 millones, producto del cobro de la disminución de capital de dicha compañía y a una disminución de la cuenta por cobrar a Petropower por US\$ 12 millones a consecuencia de variación de la posición de cierre en la relación con dicha compañía.

El incremento del total de pasivos exigibles por US\$ 419 millones (7,2%), se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

Pasivos corrientes y no corrientes (En millones de dólares)	30.06.2012 MMUS\$	30.06.2011 MMUS\$	Variación MMUS\$
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	1.416	1.052	364
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	1.422	1.310	112
Otros Provisiones, No Corrientes	67	99	(32)

El aumento de US\$ 364 millones (35%) de Otros Pasivos Financieros Corrientes, se explica principalmente por aumento de préstamos de corto plazo con entidades financieras para uso de capital de trabajo.

El aumento de US\$ 112 millones (9%) en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, refleja la relación con proveedores de crudo que ofrecen mejores condiciones de financiamiento.

La disminución de US\$ 32 millones (31%) de Otras provisiones a largo plazo se debe principalmente al reverso por US\$32 millones de la Provisión impuesto renta (DL 2.398), producto de la capitalización de utilidades acumuladas de la filial Enap Sipetrol S.A. autorizada por Oficio Ord N° 1292 del 15 de junio de 2012, del Ministerio de Hacienda.

Los principales indicadores financieros de liquidez, endeudamiento y actividad del Grupo ENAP se detallan a continuación:

Liquidez

La razón de liquidez, disminuyó en 0,14 veces al pasar de 1,16 veces a diciembre de 2011 a 1,02 veces al 30 de junio de 2012. La razón ácida disminuyó en 0,05 veces al pasar de 0,57 veces a diciembre de 2011 a 0,52 veces al 30 de junio de 2012.

			<u>30.06.2012</u>	<u>31.12.2011</u>
Liquidez corriente	Activo corriente	Veces	1,02	1,16
	Pasivo corriente			
Razón ácida	Fondos disponibles	Veces	0,52	0,57
	Pasivo corriente			

Endeudamiento

Los ratios de endeudamiento muestran un aumento al 30 de junio de 2012 en comparación a diciembre de 2011, debido a una disminución patrimonial de 47%. En la composición porcentual de la deuda total, aumenta la Razón de endeudamiento corriente principalmente debido al vencimiento del Bono Local por 3,25 millones de UF y Bono Internacional por US\$ 290 millones.

			<u>30.06.2012</u>	<u>31.12.2011</u>
Razón de endeudamiento	$\frac{\text{Total pasivo exigible}}{\text{Patrimonio}}$	Veces	30,88	15,28
Razón de endeudamiento financiero neto, (neto de activos financieros)	$\frac{\text{Total deuda financiera, neta}}{\text{Patrimonio}}$	Veces	18,53	9,76

La composición porcentual de la deuda total es la siguiente:

			<u>30.06.2012</u>	<u>31.12.2011</u>
Razón de endeudamiento, corriente	$\frac{\text{Pasivo financiero corriente}}{\text{Total pasivos financieros}}$	%	32,50	26,06
Razón de endeudamiento, no corriente	$\frac{\text{Pasivo financiero no corriente}}{\text{Total pasivos financieros}}$	%	67,50	73,94

Actividad

	<u>30.06.2012</u>	<u>31.12.2011</u>
	MUS\$	MUS\$
Activos	6.442.701	6.202.517
Activos promedio	6.322.609	5.867.349

Rotación de inventario

			<u>30.06.2012</u>	<u>30.06.2011</u>
Rotación de inventarios	$\frac{\text{Costo de venta del período}}{\text{Inventario promedio}}$	veces	3,91	3,80
Permanencia de inventarios	$\frac{\text{Inventario promedio}}{\text{Costo de venta del período}}$	meses	1,53	1,58

2.- ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

La Empresa tuvo un resultado neto consolidado negativo de US\$ 170 millones después de impuesto a la renta e impuesto especial del 40%, en el primer semestre del año 2012, lo que se compara negativamente con la utilidad de US\$ 80 millones en igual periodo del 2011.

ENAP Y FILIALES

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
 POR LOS PERIODOS DE SEIS Y TRES MESES TERMINADOS AL 30 DE JUNIO DE 2012 Y 2011
 (En miles de dólares)

Estado de Resultados Ganancia (pérdida)	Acumulado	
	01.01.2012 30.06.2012 MUS\$	01.01.2011 30.06.2011 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	5.717.944	5.432.634
Costos de ventas	(5.814.298)	(5.197.855)
Margen bruto	(96.354)	234.779
Otros Ingresos, por función	12.857	8.386
Gasto de administración	(43.455)	(42.374)
Otros gastos, por función	(22.167)	(37.098)
Otras ganancias (pérdidas)	1.487	18.808
Ingresos financieros	3.140	2.532
Costos financieros	(99.754)	(96.843)
Participación en las ganancias y (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	20.574	20.742
Diferencias de cambio	(12.063)	(9.570)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(235.735)	99.362
Beneficio por impuesto a las ganancias	65.701	(19.086)
Ganancia (pérdida)	(170.034)	80.276
Ganancia (pérdida), atribuible a		
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	(170.803)	79.242
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	769	1.034
Ganancia (pérdida)	(170.034)	80.276

Nota: Total de impuestos (tasa del 18,5% para el 2012 y 20% en 2011 y tasa según DL 2398 del 40% para ambos periodos)

El resultado última línea, aplicados los impuestos a los cuales está afecta la empresa, se desglosa en el siguiente cuadro:

	30.06.2012		30.06.2011	
	<u>Subtotal MUS\$</u>	<u>Total MUS\$</u>	<u>Subtotal MUS\$</u>	<u>Total MUS\$</u>
GANANCIA (PÉRDIDA)				
Resultados antes de impuestos		(235.735)		99.362
Impuesto a la renta		47.935		(34.427)
Impuesto a la renta	(3.021)		(9.775)	
Impuestos diferidos	56.893		(11.195)	
Impuestos pagados en el exterior	(5.937)		(13.457)	
Resultado después de impuesto a la renta		<u>(187.800)</u>		<u>64.935</u>
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%		17.766		15.341
Impuesto a la renta (40%)	25.572		(12.415)	
Impuestos diferidos (40%)	(7.806)		27.756	
GANANCIA (PÉRDIDA)		<u>(170.034)</u>		<u>80.276</u>

Las principales variaciones del estado de resultado son las siguientes:

	30.06.2012	30.06.2011	Variación
	<u>MMUS\$</u>	<u>MMUS\$</u>	<u>MMUS\$</u>
Ingresos de actividades ordinarias	5.718	5.433	285
Costos de ventas	(5.814)	(5.198)	(616)
Margen bruto	<u>(96)</u>	<u>235</u>	<u>(331)</u>
Otros gastos, por función	(22)	(37)	15
Otras ganancias (pérdidas)	1	19	(18)

Ingresos de Actividades Ordinarias

Los ingresos de actividades ordinarias al 30 de junio de 2012 alcanzaron a US\$ 5.718 millones, superiores a los US\$ 5.432 millones a similar periodo del año 2011, este incremento se explica fundamentalmente por el aumento en el precio de venta promedio del total de productos vendidos, que sube desde 121,4 US\$/Bbl a 128,5 US\$/Bbl (6%) compensado por una disminución en el volumen de ventas de productos vendidos que baja desde 6.523,0 Mm³ a 6.215,7 Mm³ (5%), y por una disminución en el volumen de crudo vendido en la línea de negocio E&P, cuyo principal efecto se observa en Argentina que pasó desde 299 Mm³ a junio de 2011 a 107 Mm³ a junio de 2012.

En el negocio de refinación, los ingresos por venta de productos propios alcanzaron a US\$ 3.596,4 millones, inferiores a los US\$ 4.008,9 millones (10%) del primer semestre del año 2011, lo que se explica por la caída en el volumen de ventas que baja desde 5.241,3 Mm³ a 4.430,1 Mm³ (15%) compensado por el aumento en el precio de venta promedio, que sube desde 120,6 US\$/Bbl a 128,4 US\$/Bbl (6%). No obstante las reducciones en la venta de productos propios generados en el proceso de refinación, la venta total de productos refinados fue superior en un 3,6% respecto al año 2011 y abastecida a partir de productos importados. Este “mix” de producción propia y productos importados afectaron el margen final al obtenerse márgenes inferiores a la refinación en los productos de importación en un escenario de menores volúmenes de producción de las refinерías. La existencia de bajos márgenes de refinación internacionales que inciden directamente en los precios de facturación de los productos, junto con altos costos marginales de energía, llevaron a la decisión de disminuir transitoriamente la actividad de refinación, como se ha descrito.

Cabe destacar que a junio del año 2012 las ventas de productos propios, en términos de volúmenes, representaron el 71% del total de la venta de productos, ascendente a 6.215,7 Mm³, desmejorando respecto del 80% de similar período del año 2011, cuando el volumen total vendido alcanzó a 6.523,0 Mm³, lo que refleja una baja del 5% en el volumen total de venta de productos. Esta disminución en la venta de productos propios fue compensada con un aumento en el volumen de venta de productos importados que alcanzó a 1.785,6 Mm³ cifra superior a la registrada en igual periodo de 2011, que alcanzó los 1.281,7 Mm³.

Con respecto a la línea E&P los ingresos por venta al 30 de junio de 2012 ascendieron a US\$ 256 millones, inferiores a los US\$ 307 millones a junio de 2011, principalmente por menores ventas en la filial Sipetrol Argentina que disminuyó sus ingresos netos por venta de crudo a terceros desde US\$ 100 millones en junio de 2011 a US\$ 42 millones a junio de 2012. Por otra parte, la suspensión del programa de incentivo “Petróleo Plus” a principios del año 2012, - que permitía atenuar el impacto que tiene el alto gravamen a la exportación de petróleo crudo – generó un impacto negativo en el margen debido a mayores ventas de exportación con alto pago de derechos y regalías y menores precios de venta en el mercado local, por un exceso de oferta.

Dado el subsidio al que están afectas las ventas de Gas en la Décimo Segunda Región en comparación al resto del país, y que corresponde a una bonificación en el precio a clientes residenciales con consumos menores a 25Mm³/día; ENAP muestra al 30 de junio de 2012 en su estado de resultados menores ingresos por venta, estimados por la administración, por un monto ascendente a US\$ 23 millones.

Costos de ventas

Los costos de ventas de la Empresa se muestran desagregados en el siguiente cuadro:

(en millones de US\$)	30.06.2012	30.06.2011	Variación
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Costo compra crudo	(3.216)	(3.438)	222
Costos no crudo R&L	(587)	(565)	(22)
Costos producción E&P	(169)	(208)	39
Costos de compra de productos	(1.842)	(987)	(855)
Total Costo de venta	(5.814)	(5.198)	(616)

Los costos de la materia prima de los productos propios vendidos en el primer semestre, ascendieron a US\$ 3.216 millones, inferiores a los US\$ 3.438 millones (6,5%) de similar período del año 2011. Lo anterior por efecto del menor volumen de ventas de 16%, lo que es compensado por el alza en el costo promedio de la materia prima, que sube desde 102,5 US\$/Bbl a 116,1 US\$/Bbl (13%).

Los costos operacionales no crudo, alcanzaron el primer semestre del año 2012 a US\$ 587 millones, levemente superior a los US\$ 565 (4%) acumulados a similar período del año 2011, según el siguiente detalle:

(en millones de US\$)	30.06.2012	30.06.2011	Variación
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Detalle Costos no crudo R&L			
Costos variables	(318)	(298)	(20)
Costos fijos	(122)	(129)	7
Depreciación	(73)	(73)	-
Logística	(74)	(65)	(9)
Total costos no crudo R&L	(587)	(565)	(22)

El comportamiento mensual de los precios, costos de materia prima y margen primo unitario (en US\$/Bbl) de los productos propios vendidos, en el primer semestre de los años 2012 y 2011, es el siguiente:

	Margen Primo Producción Propia 2012 (US\$/Bbl)						
	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	Promedio
Precio de venta	123,4	121,8	131,7	134,8	128,0	117,3	126,2
Costo de venta	115,3	113,0	123,3	112,2	114,5	104,4	113,8
Margen US\$/Bbl	8,1	8,8	8,4	22,6	13,5	12,9	12,4

	Margen Primo Producción Propia 2011 (US\$/Bbl)						
	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	Promedio
Precio de venta	105,4	111,7	121,3	127,6	132,6	125,9	120,8
Costo de venta	88,4	93,0	102,6	106,5	111,4	114,7	102,8
Margen US\$/Bbl	17,0	18,7	18,7	21,1	21,2	11,2	18,0

Como se puede apreciar, el margen primo promedio del primer semestre del presente año alcanzó a 12,4 US\$/Bbl, inferior a los 18,0 US\$/Bbl de similar período del año 2011 (31%).

El margen de ventas de productos propios, estimado por el valor de la venta menos el costo del crudo de la producción propia vendida, alcanzó el primer semestre del año 2012 a US\$ 346 millones inferior a los US\$ 604,5 millones (42%) de similar período del año anterior.

Margen Bruto

Previo a comentar el margen bruto, definido como la diferencia entre el total de los ingresos ordinarios y el costo de ventas, es necesario mencionar que el período que transcurre entre la compra del crudo, su transporte hasta las refinerías, su transformación en productos refinados y su venta, toma entre 45 y 75 días, dependiendo del origen geográfico del crudo.

Dado que los precios de los productos refinados que vende el Grupo ENAP (tanto en Chile como en sus exportaciones) reflejan paridad de importación de la Costa del Golfo, es decir, precios de mercado, con un desfase de sólo 20 días, una tendencia a la baja en los precios internacionales en un período de entre 45 y 75 días puede representar pérdidas, ya que en dicha circunstancia, la Empresa compra crudos a precios altos y vende productos a precios más bajos. La situación inversa ocurre con tendencias al alza en los precios internacionales durante períodos similares. Con el objeto de mitigar los riesgos de cambios bruscos en los precios de crudos, la empresa realiza operaciones de cobertura en la totalidad de las compras de crudos.

El margen bruto alcanzó los US\$ -96 millones al 30 de junio de 2012, representando una variación negativa respecto del margen bruto acumulado a junio del año 2011, cuando alcanzó a US\$ 235 millones. Este resultado estuvo marcado por el incremento que experimentó en el período el precio promedio del crudo asociado a compras en base al marcador WTI en Latinoamérica durante los últimos dos meses del año 2011. Este sufrió una fuerte apreciación respecto al marcador Brent de referencia para determinar los precios de paridad de importación que afectó directamente en una reducción de márgenes en los primeros tres meses del año 2012. Adicionalmente, se experimentó un incremento de los costos de la energía debido al alza en el precio del crudo a nivel internacional, el cual está estrechamente vinculado al proceso productivo y al funcionamiento de las refinerías. Ambas variables afectaron de manera significativa los costos directos de producción de las refinerías, generándose, en relación al mismo período del año anterior, un incremento en los costos equivalente a un 12%, sin ser éstos contrarrestados con los incrementos de los ingresos que alcanzaron tan solo a un 5%.

A nivel de margen de refinación (ingreso menos costo de crudo), se produjo una disminución de un 31% respecto a igual período del año anterior, según se detalla en la página 10 de este análisis. La razón principal de la disminución de este margen, fue el encarecimiento de la canasta de crudos latinoamericanos indexados al WTI a los que Enap Refinerías S.A. tiene acceso (materia prima sin arancel aduanero), crudos que presentaron una oferta regional en lento crecimiento y cada vez más concentrada desde el punto de vista del número de proveedores. Sin embargo, los precios de venta no recogen los aumentos de costos de ENAP como refinador, dado que la política de precios de venta establecidas por ENAP está en función de los precios de paridad de importación de la Costa del Golfo de México de Estados Unidos (USGC), los cuales reflejan los costos propios de su proceso de refinación. Adicionalmente y en particular durante los primeros tres meses del año 2012 los márgenes de refinación internacionales que determinan directamente el precio de paridad de importación de la costa del Golfo de México de Estados Unidos experimentaron una fuerte baja, lo que sumado a los efectos de mayores costos de crudo a los que ENAP tuvo acceso generaron una reducción en el margen de refinación.

Variaciones otros rubros

La disminución en los Otros gastos por función por US\$ 14,9 millones al 30 de junio de 2012, respecto al mismo periodo del año anterior, se explica por un menor cargo a resultados por pozos exploratorios sin reservas comercialmente explotables.

El concepto Otras ganancias (pérdidas) reflejó una variación negativa de US\$ 18 millones al comparar ambos semestres, principalmente debido a que en 2012 no se han producido hechos económicos a registrarse en este rubro, a diferencia de lo ocurrido en primer semestre de 2011, donde se registró el reconocimiento del resultado en la venta de la participación en la sociedad Energía Andina S.A. (US\$ 6,6 millones) y la recuperación de seguros por siniestro de plataforma en Argentina por US\$ 9,7 millones.

Los principales indicadores financieros relativos a rentabilidad y resultado son los siguientes:

			<u>30.06.2012</u>	<u>30.06.2011</u>
Cobertura gastos financieros	Resultado antes de imptos e intereses	veces	-1,36	2,03
	<u>Gastos Financieros</u>			
Cobertura gastos financieros	R.A.I.I.D.A.I.E.	veces	0,35	3,65
	<u>Gastos financieros</u>			
R.A.I.I.D.A.I.E.		MUS\$	35.000	353.700
EBITDA		MUS\$	21.900	321.300
			<u>30.06.2012</u>	<u>30.06.2011</u>
Rentabilidad de patrimonio promedio	Utilidad (pérdida) del periodo		-58,3%	19,2%
	<u>Patrimonio promedio</u>			
Rentabilidad de activos	Utilidad (pérdida) del periodo		-2,7%	1,4%
	<u>Activos promedio</u>			

3.- FLUJO DE EFECTIVO.

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 30 de junio de 2012 y 2011, son los siguientes:

Estado de Flujos de Efectivo Directo	30.06.2012	30.06.2011
	MUS\$	MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	8.727.386	8.969.875
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	958	62.561
Otros cobros (pagos) por actividades de operación	64.588	96.923
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(7.314.363)	(7.455.118)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(178.413)	(163.424)
Otros pagos por actividades de operación	(1.108.786)	(793.711)
Dividendos pagados	(1.235)	(990)
Dividendos recibidos	5.530	1.793
Intereses pagados	(464)	(4.366)
Intereses recibidos	364	483
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	(8.497)	(18.035)
Otras entradas de efectivo	18.256	2.575
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	<u>205.324</u>	<u>698.566</u>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Compra de participaciones no controladoras	(3.185)	-
Préstamos a entidades relacionadas	-	(5.600)
Compras de propiedades, planta y equipo	(167.527)	(181.422)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros	(1.842)	-
Importes procedentes de otros activos a largo plazo	-	12.000
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros	717	1.906
Cobros a entidades relacionadas	27.081	-
Dividendos recibidos	14.701	-
Intereses recibidos	1.529	1.327
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	<u>(128.526)</u>	<u>(171.789)</u>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	110.126	12.585
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	336.600	-
Préstamos de entidades relacionadas	5.136	14.687
Pagos de préstamos	(162.700)	(240.773)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(696)	(975)
Intereses pagados	(93.048)	(81.864)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(9.306)	(4.905)
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	<u>186.112</u>	<u>(301.245)</u>
Incremento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	<u>262.910</u>	<u>225.532</u>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	3.608	584
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	<u>266.518</u>	<u>226.116</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	<u>283.863</u>	<u>62.422</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	<u><u>550.381</u></u>	<u><u>288.538</u></u>

4.- DIFERENCIAS ENTRE VALORES ECONÓMICOS Y DE LIBROS DE LOS ACTIVOS.

Al cierre del primer semestre del año 2012 y del ejercicio 2011 no se aprecian diferencias significativas entre los valores económicos y de libros de los principales activos de la empresa.

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.

5.- SITUACIÓN DE MERCADO.

En el primer semestre de 2012, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent alcanzó un promedio de 113,6 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, aumentando así 2,1% con respecto al promedio del primer semestre de 2011 (111,3 US\$/bbl).

Según estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, July 2012) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 88,0 millones de barriles por día (MMbpd) durante el primer semestre de 2012, aumentando 700.000 barriles por día (bpd) con respecto al primer semestre de 2011. El mayor consumo se debió al dinamismo de la demanda en las naciones emergentes del Asia, mientras que la crisis en Europa mantuvo deprimida la demanda en las naciones más desarrolladas. Así, comparando los primeros semestres de 2012 y 2011 se observa que mientras el consumo conjunto de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OECD) cayó 500.000 bpd, en el resto del mundo se produjo una expansión de 1,2 MMbpd.

De acuerdo a la misma fuente, la producción mundial de petróleo fue de 89,2 MMbpd en el primer semestre de 2012 creciendo en 2,5 MMbpd en relación al nivel observado en el primer semestre de 2011 (86,7 MMbpd). Este último estuvo muy afectado por la casi total detención de la producción de Libia, a partir de febrero de 2011 debido a la guerra civil, lo que significó que la producción en el primer semestre de 2011 alcanzara sólo a 670.000 bpd, en vez de los 1,6 MMbpd normales.

El exceso de producción sobre consumo en el primer semestre de 2012 se tradujo así en una acumulación de inventarios de petróleo de 1,2 MMbpd a nivel mundial.

El alto nivel de precios del petróleo registrado en el primer semestre de 2012 resultó de una situación de oferta y demanda muy estrecha, en que la acumulación de inventarios tuvo un carácter de recuperación de los mismos, llevándolos a cotas más normales tras la masiva desacumulación de 2011.

La oferta tuvo dificultades para recuperar un nivel adecuado de inventarios y satisfacer además el modesto crecimiento de la demanda mundial. Durante el primer semestre del año, gracias a una mayor producción de Arabia Saudita y sus aliados del Consejo de Cooperación del Golfo (CCG) y al aumento de 700.000 bpd de la producción de Libia, se logró recuperar la mayor parte de los 290 millones de barriles desacumulados en 2011, y compensar la pérdida de 1,1 MMbpd debido a conflictos políticos en Siria, Yemen, Sudán y las primeras sanciones económicas contra Irán.

Esta situación de estrechez en el mercado hizo que el precio del Brent subiera sostenidamente de 107 US\$/bbl, al comenzar el semestre, hasta 126 US\$/bbl a mediados de abril, operando como única fuerza contrarrestante las negativas expectativas económicas a medida que se agravaba la crisis de deuda soberana en la Eurozona.

A comienzos de mayo, el precio había descendido gradualmente a 119 US\$/bbl, cuando una declaración del Ministro del Petróleo de Arabia Saudita afirmando que era necesario reducir el precio del Brent a 100 US\$/bbl para apoyar la recuperación de la economía mundial, junto con el efecto acumulado de los altos niveles de producción saudita de los meses previos, hizo descender aceleradamente el precio, que cayó a 100 US\$/bbl a fines de mayo. En el período enero-mayo de 2012 la producción saudita fue 9,8 MMbpd, mayor en 1,1 MMbpd a la producción registrada en igual lapso de 2011, por lo que fue sin duda un factor clave en provocar la baja del precio; pero también impactó en el mercado el mensaje implícito de su decisión de suministrar al mercado toda la cantidad necesaria de crudo para alcanzar el objetivo, considerando la capacidad máxima de producción saudita de 12 MMbpd.

El precio del Brent continuó cayendo en junio, hasta alcanzar su menor valor en el semestre, 89,2 US\$/bbl, el 21 de ese mes. Posteriormente, el precio se recuperó parcialmente cerrando el semestre a 97,8 US\$/bbl.

Por su parte, en el mercado internacional de la Costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), durante el primer semestre de 2012 los precios de los distintos combustibles crecieron siguiendo -a grandes rasgos- la pauta del precio del crudo Brent, en relación a los niveles registrados en el primer semestre de 2011, aunque las alzas fueron en general mayores que las del crudo. Una firme demanda en el mercado Asia Pacífico, liderada por China, la recuperación de la demanda en los Estados Unidos y el cierre de refinerías que competían con las de la Costa del Golfo, se constituyeron en los principales soportes de los precios de los combustibles.

El precio de la gasolina promedió 125,0 US\$/bbl en el primer semestre de 2012, aumentando así en 4,5% con respecto al primer semestre de 2011. Aunque inició el año en un bajo nivel, el precio de la gasolina subió luego rápidamente debido al cierre de refinerías en Europa, el Caribe y la Costa Este de los Estados Unidos cuya operación arrojaba pérdidas, lo que aumentó la demanda por gasolina de las refinerías de la Costa del Golfo para reemplazar la oferta de las refinerías cerradas.

En el caso del precio del diesel, el promedio del primer semestre de 2012 fue 128,6 US\$/bbl, esto es, 3,2% superior al promedio del primer semestre de 2011, creciendo también más que el precio del crudo. Aunque un benigno invierno en Estados Unidos y Europa hizo que el precio del diesel creciera poco en los primeros meses del año, debido a la baja demanda de diesel de calefacción, a partir de abril se recuperó y aumentó finalmente en mayor proporción que el precio del Brent al incrementarse el consumo de diesel en vehículos de carga.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 102,9 US\$/bbl en el primer semestre de 2012, con un alza de 10,4% con respecto al primer semestre de 2011. El precio del fuel oil N° 6 subió así, en relación al precio del petróleo crudo, debido a una disminución de las exportaciones del Medio Oriente al Asia Pacífico – por una menor oferta de Irán – la que fue reemplazada por mayores exportaciones de la Costa del Golfo.

6.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos y, más adelante en la cadena productiva, en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo. De estas actividades, una parte substancial de las operaciones de la compañía corresponde a la refinación y comercialización de sus productos en Chile, liderando el abastecimiento del mercado nacional con una participación de mercado que históricamente ha fluctuado entre el 70-80%. Asimismo, desde hace algunos años la empresa ha expandido sus actividades a la exportación de estos productos, principalmente a Perú.

ENAP accede al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos. El abastecimiento de petróleo crudo de ENAP se obtiene mayoritariamente de Sudamérica y el Mar del Norte, siendo los principales proveedores Brasil, Colombia, Ecuador, Argentina y el Reino Unido. Las refinerías de la compañía cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima. En cuanto al origen de las importaciones de productos refinados, durante el último año éstos provinieron principalmente del mercado estadounidense de la costa del Golfo de México y Asia.

Los riesgos relevantes para el negocio están esencialmente en el margen de refinación y en las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos, para lo cual se efectúan coberturas del tipo Time-Spread Swaps con el fin de mitigar el riesgo de variación del valor del petróleo crudo importado entre las fechas de embarque de éste y la fecha estimada de fijación de precio de venta de los productos refinados. Dichas estrategias de cobertura son complementadas con el uso de contratos de venta swap de productos refinados. Dada la alta volatilidad del precio del crudo, la administración ha continuado con la política de contratación de coberturas que permitieran mitigar de mejor forma las eventuales bajas repentinas y significativas en el precio del crudo, considerando el ciclo del negocio de refinación, por el desfase entre los precios de venta de los productos y el costo del crudo refinado. No obstante lo anterior es importante mencionar que estos instrumentos por su naturaleza y forma de operar, protegen de las variaciones de precios del crudo, pero no aseguran en un 100% la eliminación de efectos en resultados producto de la volatilidad en la compra de materia prima.

Adicionalmente, a partir de Noviembre 2011, la compañía ha efectuado operaciones del tipo Swap de Diferencial, el cual tiene por objetivo fijar el precio de aquellos embarques indexados al marcador WTI al marcador Brent. En cada licitación de compra de petróleo crudo, la decisión de comprar una u otra alternativa ofrecida se toma en base a un modelo de optimización que toma en cuenta, entre otras variables, un margen de refinación proyectado sobre el marcador Brent. Por lo anterior, al adjudicar una licitación de petróleo crudo a una oferta denominada en marcador WTI es de relevancia asegurar que el diferencial entre el dicho marcador y el Brent en el momento que se tomó la decisión de compra no se deteriore en forma significativa, con el fin de mantener el criterio de optimización que primó al momento de adjudicar la compra de dicho crudo.

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 mitigado por la política de cobertura de tipo de cambio de cuentas por cobrar y 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 una mezcla de deuda financiera a tasa fija (principalmente bonos de largo plazo) y tasa variable (principalmente créditos bilaterales, créditos sindicados, préstamos bancarios de corto plazo y forfaiting). Para mitigar este riesgo ENAP ha ejecutado diversos contratos de derivados de tasa de interés, llevando las obligaciones de largo plazo de tasa variable, principalmente LIBOR más un margen, a tasa fija. Del total de deuda financiera vigente al 30 de junio de 2012, considerando los instrumentos de cobertura vigentes a dicha fecha un 27,9 % corresponde a deuda con tasa variable no cubierta, representada principalmente por deuda bancaria de corto plazo.

Asimismo, ENAP mantiene una posición en instrumentos derivados del tipo cross currency swap correspondiente a las emisiones de bonos en el mercado nacional realizadas en octubre de 2002 y enero de 2009, 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 de 2005 se 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.

El valor razonable, de los contratos forward de moneda, es calculado tomando como referencia a los tipos de cambio forward actuales de contratos con similares perfiles de vencimiento. El valor razonable, de los contratos swap de tasa de interés, es determinado tomando como referencia los valores de mercado de instrumentos similares. El valor razonable, de los contratos TSS, es determinado tomando como referencia los valores de mercado del marcador ICE Brent que se transa en el Intercontinental Exchange (ICE) en Londres.