



**ANALISIS RAZONADO
A LOS ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
CORRESPONDIENTE AL PERIODO TERMINADO
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2012**

EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO

2012

EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO Y FILIALES

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

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

El resultado al tercer trimestre del año 2012 después de impuesto a la renta e impuesto especial del 40%, fue una pérdida de US\$ 236 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 8%, sin ser éstos contrarrestados con los incrementos de los ingresos que alcanzaron tan solo a un 3%.

A nivel de margen de refinación (ingreso menos costo de crudo), se produjo una disminución de un 29% 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 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 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.

Para contrarrestar este desbalance, ENAP ha implementado acciones correctivas en las compras realizadas, 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 septiembre del 2012, ascendió a US\$ 6.470 millones, cifra superior en un 4,3% a los US\$ 6.203 millones de activos al 31 de diciembre de 2011. Los pasivos corrientes y no corrientes aumentaron en un 8,8%, pasando de US\$ 5.822 millones al 31 de diciembre de 2011 a US\$ 6.335 millones al 30 de septiembre de 2012.

El patrimonio total del Grupo ENAP disminuyó en un 65% pasando de US\$ 381 millones al 31 de diciembre de 2011 a US\$ 135 millones al 30 de septiembre 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 septiembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2011, es la siguiente:

ACTIVOS	30.09.2012	31.12.2011
	MUS\$	MUS\$
Activos corrientes		
Efectivo y equivalentes al efectivo	165.552	283.863
Otros activos financieros corrientes	18.807	3.677
Otros activos no financieros corriente	21.393	12.385
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	1.138.569	851.698
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	75.465	124.844
Inventarios corrientes	1.451.713	1.486.655
Activos por impuestos corrientes	<u>118.595</u>	<u>105.139</u>
Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta	<u>5.693</u>	<u>50.508</u>
Total activos corrientes	<u>2.995.787</u>	<u>2.918.769</u>
Activos no corrientes		
Otros activos financieros, no corrientes	73.755	31.536
Otros activos no financieros, no corrientes	5.867	10.642
Derechos por cobrar, no corrientes	21.149	19.370
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	4.933	9.433
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	191.917	140.155
Activos intangibles distintos de la plusvalía	3.084	3.084
Propiedades, planta y equipo	2.648.167	2.672.175
Propiedad de inversión	2.051	2.055
Activos por impuestos diferidos	<u>522.976</u>	<u>395.298</u>
Total activos no corrientes	<u>3.473.899</u>	<u>3.283.748</u>
TOTAL ACTIVOS	<u><u>6.469.686</u></u>	<u><u>6.202.517</u></u>

PATRIMONIO Y PASIVOS	30.09.2012	31.12.2011
	MUS\$	MUS\$
Pasivos corrientes		
Otros pasivos financieros, corrientes	1.636.858	1.051.917
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.487.053	1.309.544
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	29.169	26.800
Otras provisiones a corto plazo	35.833	36.894
Pasivos por impuestos, corrientes	88.468	54.576
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	41.390	35.594
Otros pasivos no financieros, corrientes	<u>1.664</u>	<u>588</u>
Total pasivos corrientes	<u>3.320.435</u>	<u>2.515.913</u>
Pasivos no corrientes		
Otros pasivos financieros, no corrientes	2.705.150	2.985.136
Otras cuentas por pagar, no corrientes	8.102	7.134
Otras provisiones, no corrientes	76.028	99.322
Pasivos por impuestos diferidos	101.587	102.265
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	121.924	109.916
Otros pasivos no financieros, no corrientes	<u>1.568</u>	<u>1.826</u>
Total pasivos no corrientes	<u>3.014.359</u>	<u>3.305.599</u>
Total pasivos	<u>6.334.794</u>	<u>5.821.512</u>
Patrimonio		
Capital emitido	1.232.332	1.232.332
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(959.226)	(722.545)
Otras reservas	<u>(150.846)</u>	<u>(142.259)</u>
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	122.260	367.528
Participaciones no controladoras	<u>12.632</u>	<u>13.477</u>
Patrimonio total	<u>134.892</u>	<u>381.005</u>
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	<u>6.469.686</u>	<u>6.202.517</u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados intermedios.

El incremento del total de activos de US\$ 267 millones (4,3%) 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)	30.09.2012	31.12.2011	Variación
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	1.139	852	287
Activos por Impuestos Diferidos	523	395	128
Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación	192	140	52
Inventarios corrientes	1.452	1.487	(35)
Activos No Corrientes Clasificados Como Mantenidos Para la Venta	6	51	(45)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	75	125	(50)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	166	284	(118)

El aumento en el rubro Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar en US\$ 287 millones (34%) obedece principalmente a 2 factores específicos: en Enap Refinerías S.A se produce un aumento del rubro Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar por US\$ 60 millones que corresponden principalmente a un incremento puntual en el periodo promedio de cobro a Septiembre 2012, comparado con diciembre, sube de 17,4 a 19,5 días. Este mayor periodo promedio de cobro, se explica principalmente por el efecto de la posición de cierre (cobrados primeros días octubre), por lo tanto al 30 de septiembre figuran pendientes de cobro. El otro aumento corresponde a un 12% de mayores ventas en septiembre de 2012 respecto a diciembre de 2011 valorizadas en US\$ 90 millones. En el rubro Deudores varios al 30 de septiembre de 2012, se presentan US\$ 158 millones que la Empresa puso a disposición del Banco Agente para realizar la operación de pago del capital más intereses a los tenedores de los Bonos A-1 y A-2 cuyo vencimiento es el 1 de octubre de 2012.

El aumento experimentado por el rubro Activos por Impuestos Diferidos por US\$ 128 millones (32%), corresponde a aumentos en Activo diferido asociado a pérdidas tributarias del Grupo. Este monto incluye un efecto de cambio de tasa de impuesto a la renta de primera categoría producto de la entrada en vigencia con fecha 27 de septiembre de 2012 de la Ley N° 20.630 que aumentó la tasa del impuesto de primera categoría desde un 18,5% a un 20% por US\$ 51,3 millones.

El aumento en las Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación, de US\$ 52 millones (37%), respecto a diciembre del 2011 se debe a la reclasificación desde Activos no corrientes Clasificados como Mantenidos para la Venta, puesto que durante el primer 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 reclasificaron como se ha descrito, a su valor libro. Al 30 de septiembre de 2012, la Empresa mantiene activos para la venta por US\$6 millones, correspondiente a bienes inmuebles.

Respecto a los inventarios:

-El menor valor del Inventario de Crudos, que baja desde US\$ 619 millones a US\$ 553 (10,7%), explicado principalmente por la disminución en el volumen de inventarios, que baja desde 860,5 Mm³ en diciembre de 2011 a 776,7 Mm³ (9,7%) en septiembre de 2012, complementado por el efecto de una baja de los precios internacionales del crudo, que se refleja en el costo unitario, que pasa desde 111,0 US\$/Bbl en diciembre de 2011 a 107,4 US\$/Bbl (3,1%) en septiembre de 2012, y

-El mayor valor del Inventario de Productos, que aumenta de US\$ 758 millones a US\$ 811 millones (7%), explicado por el aumento en el volumen de inventario de productos, que sube desde 951,9 Mm³ a 1.044,5 Mm³ (9,7%) compensado por la baja en el costo unitario de las existencias que cae desde 110,4 US\$/Bbl a 108,8 US\$/Bbl (1,5%).

La disminución en Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes por US\$ 50 millones (40%), se explica principalmente por una disminución de la cuenta por cobrar a GNL Chile S.A. por US\$ 29 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 Ltd. por US\$ 12 millones a consecuencia de variación de la posición de cierre en la relación con dicha compañía.

La disminución en el rubro Efectivo y Equivalentes de Efectivo de US\$ 118 millones (42%) se explica fundamentalmente por el pago de obligaciones con el público – bonos locales, cuyo vencimiento era el 1° de octubre de 2012 pero que la Empresa, con fecha 28 de septiembre de 2012, puso a disposición del Banco Agente para el pago a los respectivos tenedores.

El incremento del total de pasivos exigibles por US\$ 513 millones (8,8%), 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	31.12.2011	Variación
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Otros pasivos financieros, corrientes	1.637	1.052	585
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.487	1.310	177
Pasivos por impuestos, corrientes	88	55	33

El aumento de US\$ 585 millones (56%) de Otros Pasivos Financieros Corrientes, se explica principalmente por aumento de préstamos de corto plazo con entidades financieras para uso de capital de trabajo por US\$380 millones y traspasos de duda de largo plazo con vencimientos dentro de un año por US\$280 millones.

El aumento de US\$ 177 millones (12%) en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, refleja la relación con proveedores de crudo que ofrecen mejores condiciones de financiamiento.

El aumento de los pasivos por impuestos corrientes se debe al aumento de los pasivos por impuestos específicos a las gasolinas y al aumento de la provisión impuesto renta, dado el cambio de tasa del impuesto de primera categoría desde un 18,5% a un 20%.

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

Liquidez

La razón de liquidez, disminuyó en 0,26 veces al pasar de 1,16 veces a diciembre de 2011 a 0,9 veces al 30 de septiembre de 2012. La razón ácida disminuyó en 0,1 veces al pasar de 0,57 veces a diciembre de 2011 a 0,47 veces al 30 de septiembre de 2012.

			<u>30.09.2012</u>	<u>31.12.2011</u>
Liquidez corriente	$\frac{\text{Activo corriente}}{\text{Pasivo corriente}}$	Veces	0,90	1,16
Razón ácida	$\frac{\text{Fondos disponibles}}{\text{Pasivo corriente}}$	Veces	0,47	0,57

Endeudamiento

Los ratios de endeudamiento muestran un aumento al 30 de septiembre de 2012 en comparación a diciembre de 2011, debido a una disminución patrimonial de 65%. En la composición porcentual de la deuda total, aumenta la Razón de endeudamiento corriente principalmente debido al vencimiento del Bono Internacional por US\$ 290 millones y al aumento de préstamos de corto plazo con entidades financieras.

			<u>30.09.2012</u>	<u>31.12.2011</u>
Razón de endeudamiento	$\frac{\text{Total pasivo exigible}}{\text{Patrimonio}}$	Veces	46,96	15,28
Razón de endeudamiento financiero neto, (neto de activos financieros)	$\frac{\text{Total deuda financiera, neta}}{\text{Patrimonio}}$	Veces	30,28	9,76

La composición porcentual de la deuda total es la siguiente:

			<u>30.09.2012</u>	<u>31.12.2011</u>
Razón de endeudamiento, corriente	$\frac{\text{Pasivo financiero corriente}}{\text{Total pasivos financieros}}$	%	37,70	26,06
Razón de endeudamiento, no corriente	$\frac{\text{Pasivo financiero no corriente}}{\text{Total pasivos financieros}}$	%	62,30	73,94

Actividad

	<u>30.09.2012</u>	<u>31.12.2011</u>
	MUS\$	MUS\$
Activos	6.469.686	6.202.517
Activos promedio	6.336.102	5.867.349

Rotación de inventario

			<u>30.09.2012</u>	<u>30.09.2011</u>
Rotación de inventarios	$\frac{\text{Costo de venta del período}}{\text{Inventario promedio}}$	veces	5,91	6,25
Permanencia de inventarios	$\frac{\text{Inventario promedio}}{\text{Costo de venta del período}}$	meses	1,01	0,96

2.- ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

La Empresa tuvo un resultado neto consolidado negativo de US\$ 236 millones después de impuesto a la renta e impuesto especial del 40%, por el período de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2012, lo que se compara negativamente con la utilidad de US\$ 29 millones en igual periodo del 2011.

Estado de Resultados Ganancia (pérdida)	Nota N°	Acumulado	
		<u>30.09.2012</u> MUS\$	<u>30.09.2011</u> MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	28	8.562.406	8.281.912
Costos de ventas		<u>(8.689.703)</u>	<u>(8.034.392)</u>
Margen bruto		<u>(127.297)</u>	<u>247.520</u>
Otros Ingresos, por función		21.599	25.371
Gasto de administración		(65.238)	(66.237)
Otros gastos, por función		(51.241)	(56.393)
Otras ganancias (pérdidas)		1.565	20.263
Ingresos financieros		4.235	3.243
Costos financieros	29	(151.687)	(139.176)
Participación en las ganancias y (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	15	27.823	28.040
Diferencias de cambio	31	<u>(30.212)</u>	<u>(40.815)</u>
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		<u>(370.453)</u>	<u>21.816</u>
Beneficio por impuesto a las ganancias	13	<u>134.153</u>	<u>7.581</u>
Ganancia (pérdida)		<u>(236.300)</u>	<u>29.397</u>
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora		(237.491)	28.103
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	26	<u>1.191</u>	<u>1.294</u>
Ganancia (pérdida)		<u>(236.300)</u>	<u>29.397</u>

Nota: Total de impuestos (tasa de impuesto renta 20% 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:

	30.09.2012		30.09.2011	
	Subtotal MUS\$	Total MUS\$	Subtotal MUS\$	Total MUS\$
GANANCIA (PÉRDIDA)				
Resultados antes de impuestos		(370.453)		21.816
Impuesto a la renta		<u>121.731</u>		<u>(10.828)</u>
Impuesto a la renta	(1.144)		(9.906)	
Impuestos diferidos	136.444		13.396	
Impuestos pagados en el exterior	(13.569)		(14.318)	
Resultado después de impuesto a la renta		<u>(248.722)</u>		<u>10.988</u>
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%		<u>12.422</u>		<u>18.409</u>
Impuesto a la renta (40%)	18.778		(17.590)	
Impuestos diferidos (40%)	(6.356)		35.999	
GANANCIA (PÉRDIDA)		<u>(236.300)</u>		<u>29.397</u>

Las principales variaciones del estado de resultado son las siguientes:

	30.09.2012	30.09.2011	Variación
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	8.562	8.282	280
Costos de ventas	<u>(8.690)</u>	<u>(8.034)</u>	<u>(656)</u>
Margen bruto	<u>(127)</u>	248	<u>(375)</u>
Otros gastos, por función	(51)	(56)	5
Otras ganancias (pérdidas)	2	20	(18)

Ingresos de Actividades Ordinarias

Los ingresos de actividades ordinarias al 30 de septiembre de 2012 alcanzaron a US\$ 8.562 millones, superiores a los US\$ 8.282 millones a similar periodo del año 2011, lo que se explica fundamentalmente por el aumento en el precio de venta promedio del total de productos vendidos, que sube desde 122,6 US\$/Bbl a 124,0 US\$/Bbl (1,1%) complementado con un aumento en el volumen de ventas que se incrementó desde 9.819,2 Mm³ a 10.025,8 Mm³ (2,1%).

En el negocio de refinación, los ingresos por venta de productos propios alcanzaron a US\$ 5.413 millones, inferiores a los US\$ 5.997 millones (9,7%) del período enero-septiembre de 2011, lo que se explica por la caída en el volumen de ventas que baja desde 7.933,1 Mm³ a 6.908,8 Mm³ (12,9%) compensado por el aumento en el precio de venta promedio, que sube desde 120,2 US\$/Bbl a 124,6 US\$/Bbl (3,6%).

La disminución en el volumen de venta de producción propia se explica por el decrecimiento del 18,5% en el volumen de ventas de diesel, 29,5% en petróleos combustibles, 18,1% en productos industriales, y 3,2% en gasolinas, compensado levemente lo anterior con un aumento del 3,2% en LPG y 1,9% en kerosenes. No obstante las reducciones en la venta de productos propios generado del proceso de refinación, la venta total de productos refinados fue superior en un 2,1% 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 menor volúmenes de producción de las refinerías. La menor actividad de refinación resultó de la existencia de márgenes de refinación internacionales bajos que afectan directamente en los precios de facturación de los productos.

Con respecto a la línea E&P, el margen bruto consolidado presenta una disminución de US\$ 11 millones (18,5%) al pasar de US\$ 60 millones al 30 de septiembre de 2011 a US\$ 49 millones al 30 de septiembre de 2012, afectado principalmente por el margen operacional de la filial en Argentina que disminuye en US\$ 42 millones por el incremento de los costos de ventas por US\$ 119 millones por sobre el incremento de ingresos por venta por US\$ 77 millones. Los ingresos por venta de Área Magallanes aumentan en US\$ 45 millones debido que en el año 2011 ésta Área estuvo sin actividades por el incidente ocurrido en Área Magallanes-2, Pampa del Castillo en US\$ 18 millones y Campamento Central Cañadón Perdido en US\$ 14 millones. Los costos de ventas por impuestos a los ingresos en Argentina aumentan en US\$ 69 millones debido que en el año 2012 se realizaron exportaciones a Chile y en el año 2011 sólo se realizaron ventas locales, los costos directos aumentan en US\$ 24 millones, la depreciación y agotamiento aumentan en US\$23 millones, en el año 2012, luego de la puesta en marcha de la plataforma Área Magallanes-2 su producción volvió al 100% de su caudal, con impacto directo en la alícuota de amortización.

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 septiembre de 2012 en su estado de resultados menores ingresos por venta, estimados por la administración, por un monto ascendente a US\$ 38 millones.

Costos de ventas

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

(en millones de US\$)	30.09.2012	30.09.2011	Variación
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Costo compra crudo	(4.893)	(4.971)	78
Costos no crudo R&C	(843)	(863)	20
Costos producción E&P	(281)	(296)	15
Costos de compra de productos	(2.673)	(1.904)	(769)
Total Costo de venta	(8.690)	(8.034)	(656)

Los costos de la materia prima de los productos propios vendidos en los primeros nueve meses, ascendieron a US\$ 4.893 millones, inferiores a los US\$ 4.971 millones (1,6%) de similar período del año 2011. Lo anterior por efecto del menor volumen de ventas de 12,9%, lo que es compensado por el alza en el costo promedio de la materia prima, que sube desde 104,3 US\$/Bbl a 113,8 US\$/Bbl (9,1%).

Los costos operacionales no crudo, alcanzaron el período enero-septiembre del año 2012 a US\$843 millones, inferiores a los US\$863 millones (2,3%) acumulados a similar período del año 2011, según el siguiente detalle:

(en millones de US\$)	30.09.2012	30.09.2011	Variación
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Detalle Costos no crudo R&C			
Costos variables	(431)	(459)	28
Costos fijos	(180)	(195)	15
Depreciación	(114)	(112)	(2)
Logística	(118)	(97)	(21)
Total costos no crudo R&L	(843)	(863)	20

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

	Margen Primo Producción Propia (US\$/Bbl)									
	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	Promedio
Precio de venta	123,4	121,8	131,7	134,8	128	117,3	111,1	122,3	132,1	124,7
Costo de venta	115,3	113	123,3	112,2	114,5	104,4	107,2	112,1	116,9	113,2
Margen US\$/Bbl	8,1	8,8	8,4	22,6	13,5	12,9	3,9	10,2	15,1	11,5

	Margen Primo Producción Propia 2011 (US\$/Bbl)									
	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	Promedio
Precio de venta	105,4	111,7	121,3	127,6	132,6	125,9	127,5	126,6	124,7	122,6
Costo de venta	88,4	93,0	102,6	106,5	111,4	114,7	118,2	109,9	112,4	106,3
Margen US\$/Bbl	17	18,7	18,7	21,1	21,2	11,2	9,3	16,7	12,3	16,3

Como se puede apreciar, el margen primo promedio del período enero-septiembre del presente año disminuyó 4,7 US\$/Bbl desde los 16,3 US\$/Bbl a los 11,5 US\$/Bbl, lo que representa un 29% de disminución respecto de similar período del 2011.

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\$ 470 millones inferior a los US\$ 793 millones (40%) de similar periodo 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 Enap Refinerías S.A. (tanto en Chile como en sus exportaciones) reflejan paridad de importación de la Costa del Golfo de Estados Unidos (USGC), es decir, precios de mercado, con un desfase de alrededor de 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 minimizar los riesgos de cambios bruscos en los precios de crudos, la empresa realiza operaciones de cobertura en la totalidad de las compras de crudos. Sin embargo, esta estrategia por su naturaleza y forma de operar no asegura en un 100% la eliminación de efectos en resultados producto de la volatilidad en la compra de materia prima.

El margen bruto al 30 de septiembre de 2012, 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 que 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, conjuntamente con un incremento de los costos de la energía debido al alto nivel de precios del petróleo registrado en el período 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 periodo del año anterior, un incremento en los costos equivalente a un 6,4%, sin ser éstos contrarrestados con los incrementos de los ingresos que alcanzaron tan solo a un 1,9%.

A nivel de margen de refinación (ingreso menos costo de crudo), se produjo una disminución de un 29% 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 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 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 experimentaron una fuerte baja, lo que sumado a los efectos de mayores costos de crudo a los que se tuvo acceso generaron una reducción en el margen de refinación.

Variaciones otros rubros

La leve disminución en los Otros gastos por función por US\$ 5 millones al 30 de septiembre 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 períodos, principalmente debido a que en 2012 no se han producido hechos económicos a registrarse en este rubro, a diferencia de lo ocurrido en el período 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>30.09.2012</u>	<u>30.09.2011</u>
Cobertura gastos financieros	$\frac{\text{Resultado antes de imptos e intereses}}{\text{Gastos Financieros}}$	veces	-1,44	1,16
Cobertura gastos financieros	$\frac{\text{R.A.I.I.D.A.I.E.}}{\text{Gastos financieros}}$	veces	0,27	2,9
R.A.I.I.D.A.I.E.		MUS\$	40.234	401.692
EBITDA		MUS\$	36.800	391.100
			<u>30.09.2012</u>	<u>30.09.2011</u>
Rentabilidad de patrimonio promedio	$\frac{\text{Utilidad (pérdida) del periodo}}{\text{Patrimonio promedio}}$		-91,6%	6%
Rentabilidad de activos	$\frac{\text{Utilidad (pérdida) del periodo}}{\text{Activos promedio}}$		-3,7%	0,5%

3.- FLUJO DE EFECTIVO.

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

EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO
ANALISIS RAZONADO AL ESTADO DE SITUACION FINANCIERA
CONSOLIDADO A SEPTIEMBRE 2012



	30.09.2012	30.09.2011
	MUS\$	MUS\$
Estado de Flujos de Efectivo Directo		
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	11.656.628	12.463.381
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	4.740	62.750
Otros cobros (pagos) por actividades de operación	92.444	150.811
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(9.675.703)	(10.538.957)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(266.261)	(263.714)
Otros pagos por actividades de operación	(1.687.654)	(1.442.661)
Dividendos pagados	(2.025)	(990)
Dividendos recibidos	13.648	4.433
Intereses pagados	(729)	(47.979)
Intereses recibidos	2.103	2.866
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	(6.514)	10.682
Otras entradas de efectivo	(1.825)	6.722
	<u>128.852</u>	<u>407.344</u>
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	<u>128.852</u>	<u>407.344</u>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras	(3.185)	-
Préstamos a entidades relacionadas	-	(5.600)
Compras de propiedades, planta y equipo	(212.108)	(286.916)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros	(2.634)	-
Importes procedentes de otros activos a largo plazo	-	12.000
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros	1.236	3.855
Cobros a entidades relacionadas	27.148	-
Dividendos recibidos	14.701	-
Intereses recibidos	1.068	197
	<u>(173.774)</u>	<u>(276.464)</u>
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	<u>(173.774)</u>	<u>(276.464)</u>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	-	102.364
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	444.324	405.689
Préstamos de entidades relacionadas	-	13.315
Pagos de préstamos	(195.870)	(347.658)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(1.277)	(913)
Intereses pagados	(158.243)	(139.382)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(167.437)	(12.909)
	<u>(78.503)</u>	<u>20.506</u>
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	<u>(78.503)</u>	<u>20.506</u>
Incremento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	<u>(123.425)</u>	<u>151.386</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	5.113	(5.291)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	<u>(118.312)</u>	<u>146.095</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>165.551</u>	<u>208.517</u>

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

Al cierre del período enero-septiembre de 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 período enero-septiembre de 2012, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent alcanzó un promedio de 112,2 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, aumentando así 0,6% con respecto al promedio enero-septiembre de 2011 (111,5 US\$/bbl).

Evolución de oferta y demanda mundiales

Según estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (*Short Term Energy Outlook, October 2012*) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 89,0 millones de barriles por día (MMbpd) en el período enero-septiembre de 2012, aumentando 1,0 MMbpd con respecto a igual período 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, se observa que mientras el consumo conjunto de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OECD) cayó 200.000 barriles por día (bpd), en el resto del mundo se produjo una expansión de 1,2 MMbpd.

**CUADRO N° 1
MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2012 - 2011
(Cifras en millones de barriles diarios)**

	<u>Ene-Sep 2012</u>	<u>Ene-Sep 2011</u>	<u>Variación</u>
DEMANDA	89,00	88,00	1,00
OECD	45,30	45,50	-0,20
No-OECD	43,70	42,50	1,20
OFERTA	88,9	87,5	1,3
Norteamérica	17,6	16,5	1,1
Resto No-OPEP	34,7	35,6	-0,9
LGN y Condensados OPEP	5,6	5,7	-0,2
Crudo OPEP	31,0	29,7	1,3
VARIACIÓN INVENTARIOS	-0,1	-0,5	

Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook October 2012"

De acuerdo a la misma fuente, la producción mundial de petróleo fue de 88,9 MMbpd en enero-septiembre 2012, creciendo en 1,3 MMbpd en relación al nivel observado en el enero-septiembre de 2011 (87,5 MMbpd). En este aumento, destaca el crecimiento de la producción en Norteamérica (1,1 MMbpd), que compensó exactamente el descenso de la producción de crudo en el resto del mundo No-OPEP (- 900.000 bpd) y la menor producción de líquidos del gas natural y condensados (-200.000 bpd). El aumento neto global resultó entonces de la expansión de 1,3 MMbpd de petróleo crudo de la OPEP, doblemente notable si se considera que la producción del grupo estuvo muy afectada 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 los primeros nueve meses de 2011 alcanzara sólo a 440.000 bpd, en vez de los 1,6 MMbpd normales.

El déficit de producción sobre consumo durante el período enero-septiembre de 2012 se tradujo así en una desacumulación de inventarios de petróleo de 100.000 bpd a nivel mundial.

Evolución del precio del petróleo crudo

El alto nivel de precios del petróleo registrado en el período enero-septiembre de 2012 obedeció a una situación de mercado muy apretada, en que la oferta tuvo dificultades para recuperar un nivel adecuado de inventarios y satisfacer además el modesto crecimiento de la demanda mundial.

Durante los primeros seis meses del período que se reseña, 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 parte de los 290 millones de barriles desacumulados en 2011, y compensar la pérdida de 1,1 MMbpd de producción debido a conflictos políticos en Siria, Yemen, Sudán y las primeras sanciones económicas contra Irán. Sin embargo, durante el tercer trimestre, la oferta fue muy impactada por el descenso de la producción de Irán, al entrar en pleno vigor el embargo decretado por la Unión Europea en febrero, y también por otras sanciones obstaculizando los seguros y el financiamiento de las exportaciones iraníes de petróleo. Como consecuencia, el suministro no fue capaz de abastecer el aumento de la demanda, generándose finalmente una fuerte baja de los inventarios de crudo, que cayeron a fines de septiembre a un nivel menor que el registrado a fines de diciembre de 2011.

Esta situación general de estrechez en el mercado hizo que el precio del Brent subiera sostenidamente de 107 US\$/bbl, al comenzar el año, 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.

El precio del Brent continuó cayendo en junio, hasta alcanzar el 21 de ese mes su menor valor en el período que se reseña, 89,2 US\$/bbl. Sin embargo, a partir de julio, al entrar en pleno vigor el embargo europeo a las exportaciones de crudo iraní, se hizo más estrecha la situación del mercado, impulsando al alza el precio, que volvió a superar los 100 US\$/bbl el 3 de julio entrando en un nuevo ciclo alcista. Éste continuó en agosto y septiembre impulsado por una fuerte disminución de la producción en el Mar del Norte debido a un mantenimiento de los pozos productores más extenso que lo habitual, lo que elevó el precio a 114,6 US\$/bbl, a fines de agosto, y a 116,9 US\$/bbl el 13 de septiembre. Posteriormente, el precio cedió al comenzar a retornar a producción la mayor parte de los pozos del Mar del Norte, cerrando el tercer trimestre a 112,4 US\$/bbl.

Precios de los combustibles derivados del petróleo

Por su parte, en el mercado internacional de la Costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), durante el período enero-septiembre de 2012 los precios de los distintos combustibles crecieron en relación a los niveles registrados en igual lapso de 2011, con alzas mucho 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 la gasolina y diesel, mientras que mayores exportaciones al Asia Pacífico impulsaron al alza el precio del fuel oil N° 6.

El precio de la gasolina promedió 125,0 US\$/bbl en enero-septiembre de 2012, aumentando así en 4,1% con respecto al mismo período 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 diesel, el precio promedio del período enero-septiembre de 2012 fue 128,8 US\$/bbl, esto es, 2,8% superior al promedio enero-septiembre de 2011, creciendo también más que el precio del crudo. Aunque un benigno invierno 2011-2012 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 101,0 US\$/bbl en enero-septiembre de 2012, con un alza de 6,3% con respecto enero-septiembre de 2011. El precio del fuel oil N° 6 fue así el que más aumentó en relación al precio del petróleo crudo, debido a una disminución de las exportaciones del Medio Oriente al Asia Pacífico, la que fue reemplazada por mayores exportaciones desde la Costa del Golfo. Hubo menores exportaciones al Asia Pacífico de Arabia Saudita, por mayor consumo interno en generación eléctrica a mediados del año, y también por menores envíos de Irán, como consecuencia de las sanciones económicas decretadas por la Unión Europea y los Estados Unidos.

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 septiembre de 2012, considerando los instrumentos de cobertura vigentes a dicha fecha un 27,8 % 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.