



**ANALISIS RAZONADO
A LOS ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA
CONSOLIDADOS**

**CORRESPONDIENTE AL PERIODO
SEMESTRAL AL 30 DE JUNIO DE 2013**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2013

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO Y FILIALES

**ANÁLISIS RAZONADO DEL ESTADO
DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO INTERMEDIO
AL 30 DE JUNIO DE 2013.**

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Clasificado de la Empresa Nacional del Petróleo y Filiales (ENAP), al 30 de junio de 2013 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2012, y los resultados consolidados de ENAP para el período comprendido entre el 01 de enero y el 30 de junio de los años 2013 y 2012. Todas las cifras están expresadas en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS).

RESUMEN EJECUTIVO

ENAP alcanzó una utilidad en el período ascendente a US\$ 77 millones, situación que se compara positivamente con las pérdidas al 30 de junio de 2012, las que ascendieron a US\$ 170 millones (variación positiva de US\$ 247 millones entre un período y otro). Este cambio de tendencia en los resultados se explica por una variación en el Margen Bruto, el que pasó de una pérdida de US\$ 12 millones a junio 2012 a una utilidad de US\$ 346 millones a junio 2013 (variación de US\$ 358 millones). Esta variación en el margen es consecuencia principalmente de menores Costos de ventas por US\$ 354 millones. El EBITDA generado durante el primer semestre de 2013 alcanzó a US\$399 millones, lo que se compara positivamente con el EBITDA generado en el primer semestre de 2012, ascendente a US\$22 millones. El patrimonio de ENAP alcanzó los US\$199 millones al cierre de junio 2013, incrementándose en US\$ 117 millones respecto diciembre 2012.

Las principales razones que explican la variación positiva a nivel de margen bruto de US\$358 millones, están directamente relacionadas con la operación de Enap Refinerías S.A. (US\$ 322 millones). En efecto, la variación de US\$ 322 millones en Enap Refinerías S.A., se explica por: a) un aumento en los volúmenes de venta de gas natural comercializados por Enap Refinerías S.A. y una reducción en el costo de este hidrocarburo, situación que generó una variación importante en el margen de comercialización de este producto, principalmente durante el primer trimestre de este año; b) menores costos de energía debido principalmente al menor costo del gas natural, generándose una baja los costos de vapor e hidrógeno; c) una mayor tasa de utilización en ambas Refinerías, permitiendo a su vez, una mayor amortización de los costos fijos de operación; d) mayores ingresos de venta de producción propia, a consecuencia del incremento en los niveles de refinación en ambas Refinerías en el año 2013, lográndose así no sólo una mayor amortización de los costos fijos de operación, sino también la captura del margen de refinación en volúmenes mayores respecto a la alternativa de importación de combustibles.

La combinación de efectos de menor costo de materia prima y un incremento en las ventas de producción propia respecto de las ventas totales generó un incremento del margen primo de refinación (ingreso totales menos costo de crudo) entre ambos períodos de 5,6 US\$/Bbl, según se detalla en la página 5 de este análisis.

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	jun-13	jun-12	Var. US\$	Var.%
Ingresos de actividades ordinarias	5.722	5.718	4	0,1%
Costos de ventas	(5.376)	(5.730)	354	6,2%
Margen bruto	346	(12)	358	2983,3%
Otros ingresos, por función	27	13	14	107,7%
Costos de distribución	(88)	(84)	(4)	4,8%
Gasto de administración	(46)	(44)	(2)	4,5%
Otros gastos, por función	(49)	(22)	(27)	122,7%
Otras ganancias (pérdidas)	0	1	(1)	100,0%
Ingresos financieros	3	3	0	0,0%
Costos financieros	(98)	(100)	2	2,0%
Participación en asociadas	16	21	(5)	23,8%
Diferencias de cambio	(6)	(12)	6	50,0%
Utilidad (pérdida), antes de impuestos	105	(236)	341	144,5%
(Gasto) beneficio por impuestos a las ganancias	(28)	66	(94)	142,4%
Utilidad (pérdida) del período	77	(170)	247	145,3%
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	1	1	0	0,0%
Utilidad (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	76	(171)	247	144,4%

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	jun-13	dic-12	Var. US\$	Var.%
ACTIVOS	6.549	6.312	237	3,8%
Efectivo y equivalentes al efectivo	364	181	183	101,1%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	1.012	909	103	11,3%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	102	59	43	72,9%
Inventarios	1.480	1.498	(18)	1,2%
Activos por impuestos corrientes	72	110	(38)	34,5%
Otros activos corrientes	47	21	26	123,8%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	213	223	(10)	4,5%
Propiedades, planta y equipo, neto	2.616	2.648	(32)	1,2%
Activos por impuestos diferidos	549	557	(8)	1,4%
Otros activos no corrientes	94	106	(12)	11,3%
PASIVOS	6.350	6.230	120	1,9%
Otros pasivos financieros corrientes	1.095	1.142	(47)	4,1%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.602	1.521	81	5,3%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	116	65	51	78,5%
Otros pasivos corrientes	161	178	(17)	9,6%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.037	3.013	24	0,8%
Otros pasivos no corrientes	339	311	28	9,0%
PATRIMONIO	199	82	117	142,7%

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Ingresos de Actividades Ordinarias

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 5.722 millones en el primer semestre del año 2013, similares a los US\$ 5.718 millones del primer semestre de 2012. El incremento de US\$ 4 millones se explica por un efecto compensado entre un aumento en el volumen de ventas en el primer semestre del 2013 desde 6.582,4 Mm³ a 6.639,5 Mm³ (0,9%), y una disminución en el precio de venta promedio, referido a la paridad de importación, del total de productos vendidos desde 126,2 US\$/Bbl a 124,0 US\$/Bbl (1,7%). Por otra parte, las ventas de la Línea E&P aumentaron en US\$56 millones, por un aumento en el volumen de crudo vendido en Argentina.

El margen primo total que corresponde a los ingresos por ventas de productos propios menos el costo de materia prima generó una variación positiva en el margen primo de 64,9% entre el primer semestre de 2013 comparado con igual periodo del año 2012, de acuerdo al siguiente detalle.

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Productos propios	jun-13	jun-12	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas	4.126	3.593	533	14,8%
Costo de venta primo	(3.504)	(3.216)	(288)	9,0%
Margen primo total	622	377	245	64,9%
MARGEN PRIMO US\$ / Bbl	18,0	12,4	5,6	45,3%

Los ingresos por venta de productos propios alcanzaron a US\$ 4.126 millones, superior a los US\$ 3.593 millones (14,8%) de venta de producción propia durante el primer semestre 2012. La razón principal de este aumento en el ingreso es consecuencia de la colocación de un mayor volumen al mantener ambas refinерías a máxima capacidad de utilización, aumentando la producción propia a venta de 4.534,0 Mm³ a 5.123,6 Mm³.

El aumento en el volumen de venta de producción propia se explica por el incremento del 14% en el volumen de ventas de diesel, 18% en gasolinas, 40% en petróleo combustibles compensado lo anterior con una disminución 48% en LPG. Este importante aumento en el volumen de venta de producción propia (13,0%), respecto al mismo periodo anterior, se debió al aumento del nivel de actividad de las refinерías, a partir de una demanda contratada de gasolinas del 100% de la demanda nacional en el 2013, y a una reducción del abastecimiento a través de productos importados (volumen 2013 vs volumen 2012 del 33,0%). Este “mix” de una mayor producción propia respecto al abastecimiento de productos importados afectó positivamente el margen final del negocio.

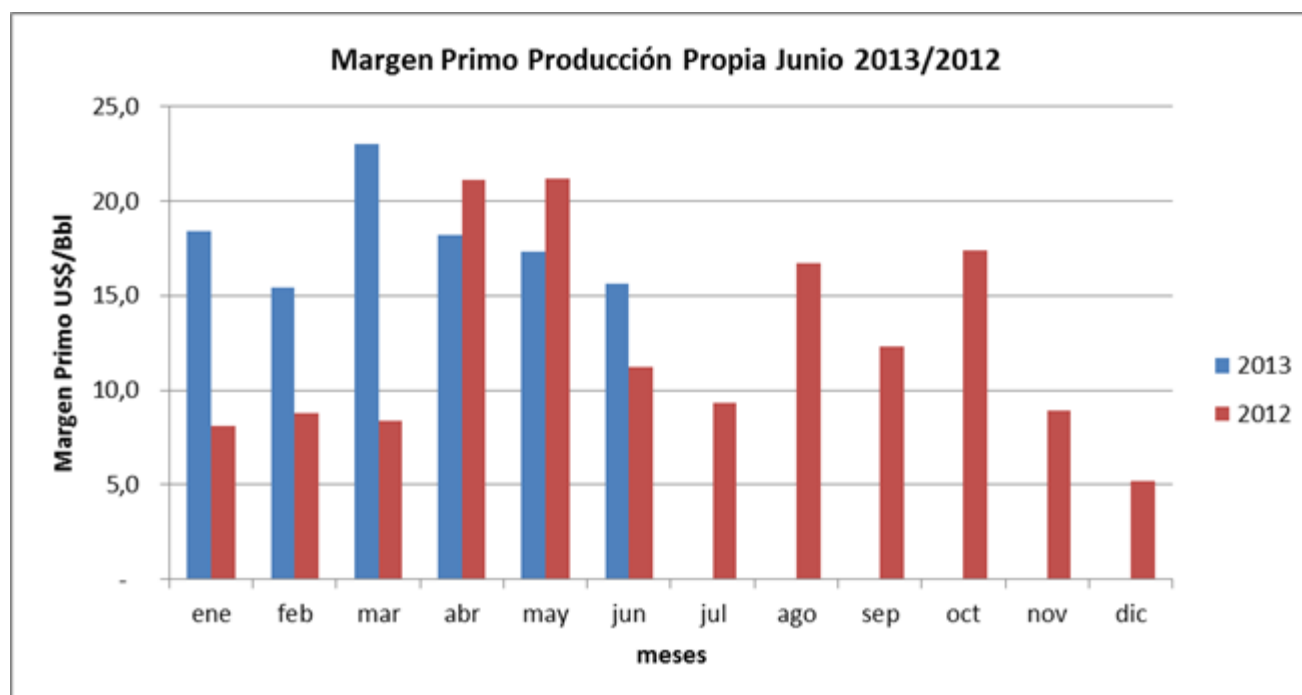
ENAP a partir del presente año y por medio de la Ley de Presupuesto del Sector Público, ha reconocido ingresos por venta al 30 de junio de 2013 por un total de MUS\$23.717, relacionados con la compensación por el menor valor obtenido en las ventas de gas producido en la Región de Magallanes.

El comportamiento mensual de los precios menos el costo de materia prima de la producción propia vendida, medido en US\$/Bbl, en el curso del primer semestre de los ejercicios 2013 y 2012:

Margen Primo - Producción Propia 2013 (US\$/Bbl)							
	enero	febrero	marzo	abr	may	jun	Prom. I Sem.
Precio de venta	126,1	128,4	131,0	122,7	119,3	116,7	124,0
Costo materia prima	107,8	113,0	108,0	104,5	101,9	101,0	106,0
Margen US\$/Bbl	18,4	15,4	23,0	18,2	17,3	15,6	18,0

Margen Primo - Producción Propia 2012 (US\$/Bbl)							
	enero	febrero	marzo	abr	may	jun	Prom. I Sem.
Precio de venta	123,4	121,8	131,7	134,8	128,0	117,3	126,2
Costo materia prima	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

Como se puede apreciar, el margen primo promedio del primer semestre del año aumentó 5,6 US\$/Bbl desde los 12,4 US\$/Bbl a los 18,0 US\$/Bbl, lo que representa un 45,2% de aumento respecto del primer semestre 2012.



COSTOS DE VENTAS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Ratio Costo de venta a Ingresos de actividades	jun-13	%	jun-12	%
Ingresos de actividades ordinarias	5.722	100%	5.718	100%
Costos de ventas	(5.376)	-94%	(5.730)	-100%
Margen bruto	346	6%	(12)	0%

Tal como se observa en el cuadro anterior, los costos de ventas en el primer semestre del ejercicio 2013 disminuyeron en US\$ 354 millones, lo que generó una variación en el margen bruto equivalente a 6 puntos porcentuales. Esta variación positiva es consecuencia principalmente de una mayor tasa de utilización de ambas Refinerías y menores costos de energía a asociados al consumo de gas natural.

En el cuadro que sigue, se observa de manera clara el efecto que genera el cambio de la política de sustitución de compra de productos importados, por la de producción propia, lo que se tradujo en una baja en el costo de venta total de US\$ 354 millones. En efecto, por una parte se produce un incremento de los costos de compra de crudo equivalente a US\$ 288 millones, lo cual se ve contrarrestado principalmente por una baja en el costo de compra de los productos importados, equivalente a US\$ 573 millones y a una baja en el costo por ventas de gas natural de US\$112 millones.

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costo de venta desagregados	jun-13	jun-12	Var. US\$	Var.%
Costos por compra de crudo	(3.504)	(3.216)	(288)	9,0%
Costos no crudo	(542)	(503)	(39)	7,8%
Costo de producción E&P	(173)	(169)	(4)	2,4%
Costos de compra de productos	(1.029)	(1.602)	573	35,8%
Costo por venta de gas natural	(128)	(240)	112	46,7%
TOTAL COSTO DE VENTA	(5.376)	(5.730)	354	6,2%

Los costos operacionales no crudo, alcanzaron en el primer semestre del ejercicio 2013 a US\$ 542 millones, superiores a los US\$503 millones (7,8%) acumulados durante el primer semestre del ejercicio 2012, asociados a una mayor tasa de utilización de ambas Refinerías (mayor consumo de energía), no obstante considerar el efecto de los cambios en los contratos de GNL que rigen a partir del año 2013:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	jun-13	jun-12	Var. US\$	Var.%
Costos variables	(319)	(307)	(12)	4,0%
Costos fijos	(126)	(111)	(15)	13,5%
Depreciación	(85)	(73)	(12)	16,4%
Logística	(12)	(12)	0	0,0%
TOTAL COSTO NO CRUDO	(542)	(503)	(39)	7,8%

MARGEN BRUTO

El margen bruto al 30 de junio de 2013 experimentó un incremento de US\$ 358 millones (Estados de Situación Financiera Consolidados), cuya explicación se fundamenta por un incremento en la tasa de utilización de ambas Refinerías para abastecer una mayor demanda anual contratada que considera el abastecimiento del 100% de la demanda nacional de gasolinas, generándose una reducción de importaciones de productos y una mayor amortización de costos fijos de operación que contribuyeron al incremento del margen del negocio. Adicionalmente, la existencia de mayores volúmenes de gas natural a precios inferiores, redujo costos variables de refinación tales como vapor e hidrógeno, conjuntamente, con incrementar el margen de comercialización del gas natural. Además, hubo un mejor margen internacional de refinación, lo que se tradujo en precios de venta más altos en relación al marcador Brent. Finalmente, un menor costo de materia prima comparado con el marcador Brent para el crudo contribuyó también con la obtención de un mayor margen bruto en ENAP.

Variaciones otros rubros

El incremento de US\$27 millones en Otros gastos, por función corresponde a un mayor cargo a resultados por pozos exploratorios sin reservas comercialmente explotables por US\$15 millones, y mayores cargos asociadas a provisiones no operacionales por US\$10 millones y otros cargos menores por US\$ 2 millones.

Los costos financieros, por su parte, tuvieron una leve disminución de US\$ 2 millones (1,8%) al pasar de US\$ 100 millones acumulado al 30 de junio 2012 a US\$ 98 millones en igual periodo en el año 2013.

El concepto diferencia de cambio reflejó una pérdida de US\$ 6 millones al 30 de junio 2013. Este valor recoge US\$ 6 millones aproximadamente, que corresponden al costo de las coberturas de cuentas por cobrar. Dichas coberturas consisten en contratos forward que permiten fijar el tipo de cambio a futuro, en previsión del riesgo de pérdida por las cuentas por cobrar a clientes, denominadas en pesos.

El rubro impuesto a la renta reflejó un gasto de US\$ 28 millones al 30 de junio 2013, lo que se compara con el beneficio de US\$66 millones obtenido en primer semestre de 2012, esta variación se origina en los resultados explicados anteriormente y su detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Desglose de impuestos	jun-13	jun-12	Var.	Var. %
Resultados antes de impuestos	105	(236)	341	144,7%
Impuesto a la renta	(23)	48	(71)	147,9%
Impuesto a la renta	(2)	(3)	1	33,3%
Impuestos diferidos	(12)	57	(69)	121,1%
Impuestos pagados en el exterior	(9)	(6)	(3)	50,0%
Resultado después de impuesto a la renta	82	(188)	270	143,9%
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	(5)	18	(23)	127,8%
Impuesto a la renta (40%)	(14)	26	(40)	153,8%
Impuestos diferidos (40%)	9	(8)	17	212,5%
Ganancia (pérdida) del período	77	(170)	247	145,6%
Participaciones no controladoras	1	0	1	Indeterm.
Ganancia (pérdida) asociada al controlador	76	(170)	246	145,0%

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

Al 30 de junio del 2013 el total de activos presenta un aumento de US\$ 237 millones (3,8%) con relación al existente al 31 de diciembre de 2012. Este aumento se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

El aumento en la cuenta Efectivo y Equivalentes al Efectivo de US\$183 millones (101,1%) respecto a diciembre 2012, se debe principalmente a dos embarques de crudo por un total de US\$ 160 millones, cuyo pago se postergó para los primeros días de julio.

El aumento en la cuenta Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes de US\$103 millones (11,3%) respecto a diciembre 2012, se debe principalmente al anticipo efectuado al proveedor de crudo BG por US\$105 millones. Este anticipo está en línea con la estrategia de trading y financiera de la empresa. Por otra parte el volumen físico de venta disminuye en 4,7% desde 1.151,8 Mm³ a 1.098,0 Mm³, esta disminución es compensada parcialmente por un incremento de 1,7% en el precio promedio de venta desde US\$ 114,7 a US\$116,7 entre ambos periodos.

El aumento en las Cuentas por Cobrar a entidades relacionadas, corriente, desde US\$ 59 millones a US\$ 102 millones (72,9%), corresponde principalmente a un aumento por US\$ 44,7 millones en cuenta corriente con GNL Chile S.A. quienes instrumentalizan la compra de GNL para la Compañía, la posición de cuenta corriente tiene que ver con los anticipos y las entregas por las compras de gas en un momento determinado.

Lo anterior se ve compensado por:

Una disminución de US\$ 38 millones en Activos por impuestos corrientes debido a la baja de US\$ 110 millones al 31 de diciembre 2012 a US\$ 72 millones al 30 de junio de 2013 (34,5%), que corresponde principalmente a la recuperación de IVA exportador (crédito fiscal) por US\$ 30 millones solicitados a Tesorería General de la República de Chile, devengados en 2012 más otras variaciones en Créditos Fiscales generados tanto en Chile como en el exterior.

La disminución de US\$ 32 millones en el rubro Propiedades, planta y equipo, neto (1,2%) debido a la depreciación y cuota de agotamiento del período por US\$ 162,3 millones, la cual no pudo ser compensada totalmente por adiciones y otros de US\$ 130,7 millones. Durante este semestre se concluyó la obra del terminal marítimo San Vicente, la cual se traspasó al activo depreciable por US\$134 millones en enero de 2013 y se activaron mantenciones mayores a las plantas de refinación por US\$14 millones.

El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$ 18 millones (1,2%) con respecto al 31 de diciembre de 2012. Las principales variaciones son las siguientes:

- El mayor valor del Inventario de Crudos para refinación, que sube desde US\$ 567 millones a US\$ 706 (24,5%), explicado principalmente por un incremento en el volumen de inventarios, que sube desde 847,9 Mm³ en diciembre de 2012 a 1059,0 Mm³ (25,0%) en junio de 2013 complementado con el efecto de una baja de los precios internacionales del crudo, que se refleja en el costo unitario, que pasa desde 104,5 US\$/Bbl en diciembre de 2012 a 102,5 US\$/Bbl (1,9%) en junio de 2013.

- El menor valor del Inventario de Productos, que disminuye de US\$ 816 millones a US\$ 660 millones (19,1%), explicado por la disminución en el volumen de inventario de productos, que baja desde 1.050,4

Mm3 a 834,8 Mm3 a (20,5%) compensado por un mayor precio en el costo unitario de las existencias que sube desde 114,1 US\$/Bbl a 114,9 US\$/Bbl (0,7%).

Al 30 de junio de 2013 los pasivos en su conjunto aumentaron en US\$ 120 millones (1,9%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2012. Las principales variaciones corresponden a:

Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar que aumentaron US\$ 81 millones, pasando de US\$ 1.521 millones al 31 de diciembre 2012 a US\$ 1.602 millones al 30 de junio 2013 (5,3%) debido a que el saldo de cierre fue afectado por una postergación desde la última semana de junio a la primera semana de julio, en el pago a dos proveedores de crudo por un total de US\$ 160 millones. Esto genera un incremento en Caja y un menor cargo a las Cuentas por Pagar por el monto indicado.

El nivel de los pasivos financieros corrientes y no corrientes disminuyó en US\$ 23 millones, producto de una disminución en la posición de los pasivos por cobertura de US\$14 millones y una disminución de US\$ 9 millones en la posición neta de obligaciones bancarias y obligaciones con el público por bonos. La composición de la deuda durante el semestre vario producto de la emisión de un bono en mercado local por un monto de UF 6.000.000 en enero de 2013 equivalente a US\$ 290,7 millones, para refinanciamiento de pasivos.

El aumento de las Cuentas por pagar a entidades relacionadas por US\$ 51 (18,5%) millones producto de la operación con Petropower Energía Ltda., cuya variación refleja el pago anual del contrato de operación del año 2012, y mayores reconocimientos de obligaciones devengadas por las operaciones con GNL Chile S.A.

El Patrimonio de la Empresa aumentó en US\$ 117 millones (142,7%) en el año 2013 respecto al 31 de diciembre de 2012, producto del resultado del periodo y por efectos de coberturas financieras.

ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al primer semestre de 2013 y 2012, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y de Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 364 millones al 30 de junio de 2013, que se compara con US\$550 millones al 30 de junio de 2012.

El flujo de actividades operacionales fue un saldo positivo de US\$ 372 millones al primer semestre de 2013, que se compara con US\$ 205 millones al 30 de junio de 2012. Correspondiente a las actividades de cobranza netas de las obligaciones con los proveedores, personal e impuestos del período.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 128 millones, que se compara con US\$ 129 millones al 30 de junio de 2012. Esto es debido a la compensación de dos factores: por una parte a la disminución de la inversión neta en propiedades, planta y equipo por US\$ 38 millones, ya que las mayores inversiones en E&P durante este año en la zona de Magallanes, no compensan las inversiones en obras de infraestructura realizadas en 2012 como por ejemplo, la Planta de Alquilería y el Terminal Marítimo San Vicente, ambas finalizadas a fines de 2012, y por otra parte a menores flujos procedentes de actividades de inversión respecto al período anterior por US\$ 37 millones por dividendos y cobros a entidades relacionadas.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US\$ 58 millones que se compara positivamente con los US\$186 millones de flujo neto procedentes de préstamos al 30 de junio de 2012. Durante el primer semestre de 2013 se realizó la emisión de bonos locales por un monto de UF 6.000.000, equivalente a US\$ 290,7 millones, los cuales se utilizaron íntegramente en el refinanciamiento de pasivos.

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	jun-13	jun-12	Var. US\$	Var. %
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	372	205	167	81,5%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(128)	(129)	1	0,8%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(58)	186	(244)	131,2%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	186	262	(76)	29,0%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(3)	4	(7)	175,0%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	183	266	(83)	31,2%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	181	284	(103)	36,3%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	364	550	(186)	33,8%

EBITDA

El EBITDA de la empresa presentó una mejora sustancial pasando de MMUS\$ 22 millones al 30 de junio de 2012 a US\$ 399 millones a la misma fecha del año 2013, lo que implica un incremento de US\$ 377 millones (1725,1%) principalmente debido a los mejores resultados operacionales y a la mejora del margen bruto.

EBITDA	jun-13	jun-12	Var. US\$	Var. %
Margen Bruto	346	(12)	359	2889,5%
Otros ingresos, por función	27	13	15	113,5%
Costos de distribución	(88)	(84)	(4)	5,1%
Gastos de administración	(46)	(43)	(3)	6,4%
Otros gastos, por función	(49)	(22)	(27)	121,8%
Resultado Operacional	190	(149)	339	227,4%
Depreciación y cuota de agotamiento ⁽¹⁾	162	146	16	11,3%
Abandono pozos exploratorios ⁽²⁾	22	7	15	228,9%
Estudios geológicos y costos no absorbidos ⁽²⁾	10	11	(0)	3,3%
Otras provisiones no operacionales ⁽³⁾	10	2	8	316,7%
Costos de exploración ⁽³⁾	4	5	(1)	19,3%
EBITDA	399	22	377	1725,1%

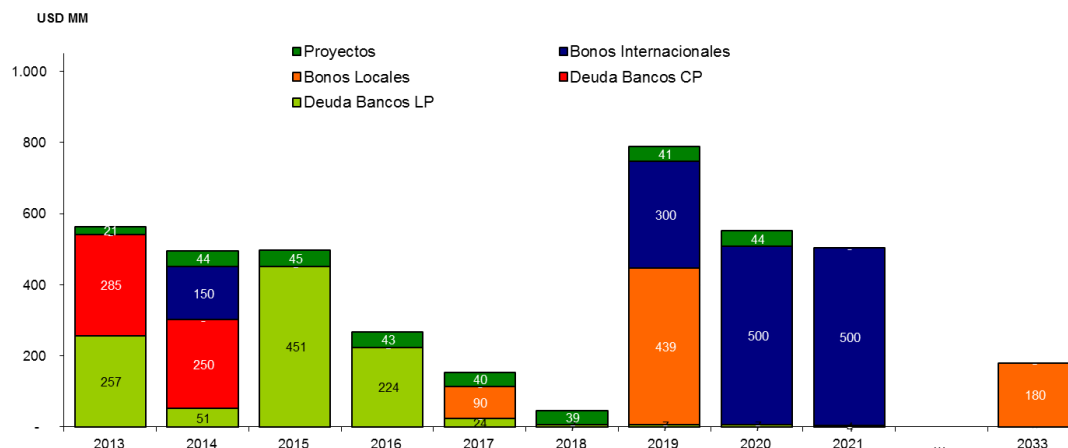
⁽¹⁾ Ver Nota 16 letra f) en los estados financieros consolidados

⁽²⁾ Ver Nota 16 letra a) en los estados financieros consolidados

⁽³⁾ Ver Nota 30 en los estados financieros consolidados

PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 30 DE JUNIO 2013

La presente tabla muestra el perfil de amortización del capital de la deuda neta de ENAP:



ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

Los principales indicadores financieros de liquidez, endeudamiento, actividad y rentabilidad de Enap Refinerías S.A. y filiales, se detallan a continuación:

LIQUIDEZ		jun-13	dic-12	Var.	Var.%
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	1,03	0,96	0,08	8,2%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,54	0,44	0,10	21,9%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

⁽²⁾ Razón ácida = (Activos corrientes - Inventarios) / Pasivos corrientes

ENDEUDAMIENTO		jun-13	dic-12	Var.	Var.%
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	31,92	75,39	(43,47)	57,7%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	18,54	47,24	(28,70)	60,8%
Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	26,50	27,49	(0,99)	3,6%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	73,50	72,51	0,99	1,4%
		jun-13	jun-12	Var.	Var.%
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	3,7	0,1	3,64	3656,4%
R.A.I.I.D.A.I.E. ⁽⁶⁾	(Millones US\$)	366	10	356	3588,1%

⁽¹⁾ Razón de endeudamiento = (Total pasivos corrientes + Total pasivos no corrientes) / Patrimonio total

⁽²⁾ Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros) / Patrimonio total

⁽³⁾ Razón de endeudamiento, corriente = Pasivo financiero corriente / Total pasivos financieros

⁽⁴⁾ Razón de endeudamiento, no corriente = Pasivo financiero no corriente / Total pasivos financieros

⁽⁵⁾ Cobertura gastos financieros = R.A.I.I.D.A.I.E. / Costos financieros

⁽⁶⁾ R.A.I.I.D.A.I.E. = Resultado antes de imptos, intereses, depreciación, amortización e items extraordinarios

ACTIVIDAD		jun-13	dic-12	Var.	Var.%
Activos					
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	6.549	6.312	236	3,7%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	6.430	6.257	173	2,8%
Inventarios					
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	3,61	7,78	(4,17)	53,6%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	1,66	1,52	0,14	9,3%

⁽¹⁾ Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

⁽²⁾ Activos promedio = (Activos Totales del periodo actual + Activos totales año anterior) / 2

⁽³⁾ Rotación de inventarios = Costo de venta del período / Inventario promedio

⁽⁴⁾ Permanencia de inventarios = Inventario promedio / Costo de venta del período (promedio mensual)

RENTABILIDAD		jun-13	dic-12	Var.	Var.%
Rentabilidad de patrimonio promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	54,87	(73,35)	128,22	174,8%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	1,20	(2,72)	3,92	144,2%

⁽¹⁾ Rentabilidad de patrimonio promedio = Utilidad (pérdida) del período / (Patrimonio período actual + Patrimonio período anterior) / 2

⁽²⁾ Rentabilidad de activos = Resultado del período / (Activos Totales período actual + Activos totales periodo anterior) / 2

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

Respecto a los principales activos de la Empresa, cabe mencionar lo siguiente:

La Empresa evalúa anualmente el deterioro del valor de los activos, conforme a la metodología establecida, de acuerdo con lo establecido en la NIC 36.

Los activos sobre los cuales aplica la metodología son los siguientes:

- ❖ Activo Fijo
- ❖ Goodwill
- ❖ Activos Intangibles
- ❖ Inversiones en sociedades Filiales y Asociadas
- ❖ Otros activos no corrientes

La evaluación de deterioro del valor de los activos se realiza a fin de verificar si existe algún indicio que el valor libro sea menor al importe recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro (de haberlo). En caso que el activo no genere flujos de caja que sean independientes de otros activos, la Compañía determina el valor recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

El valor recuperable es el más alto entre el valor justo menos los costos de vender y el valor en uso. Para determinar el valor en uso, se calcula el valor presente de los flujos de caja futuros descontados, a una tasa asociada al activo evaluado. Si el valor recuperable de un activo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las NIIF según lo que se señala en la Nota 3 de los Estados Financieros.

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 la participación de las respectivas empresas, según este método, la inversión se registra inicialmente al costo, y es ajustada posteriormente por los cambios posteriores a la adquisición en la parte del inversor, de los activos netos de la participada.

5.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Durante el primer semestre de 2013, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 107,8 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 5,1% con respecto al promedio del primer semestre de 2012 (113,6 US\$/bbl).

Según estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (*Short Term Energy Outlook, Julio 2013*) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 89,5 millones de barriles por día (MM bpd) en el primer semestre de 2013, aumentando 700.000 bpd con respecto a igual lapso de 2012. El crecimiento se debió al dinamismo del consumo en las naciones en desarrollo, que subió 1,2 MM bpd, compensando con creces la disminución de 500.000 bpd del consumo en la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OECD), muy afectado por la crisis en Europa.

De acuerdo a la misma fuente, la oferta mundial de petróleo fue de 89,3 MM bpd en el primer semestre de 2013 creciendo en 200.000 bpd en relación al nivel observado en la primera mitad de 2012. Destacan aquí el crecimiento de la oferta en Norteamérica (+1,0 MM bpd), gracias al desarrollo de la producción de petróleo no convencional, y, contrastando, la disminución de la producción de petróleo crudo de la OPEP (-900.000 bpd).

El exceso de consumo sobre producción en el primer semestre de 2013 se tradujo así en una desacumulación de inventarios de 300.000 bpd a nivel mundial.

El menor precio del petróleo crudo en la primer semestre de 2013, comparado con el nivel de 2012, se debió a que, por el lado de la oferta, el importante aumento de la producción en Norteamérica redujo prácticamente barril por barril las importaciones de Estados Unidos por vía marítima, generándose así una aguda caída de los inventarios en tránsito, que es lo que explica en gran medida la desacumulación de inventarios observada a nivel global. Hubo también un impacto bajista sobre el precio de expectativas macroeconómicas más pesimistas acerca del crecimiento de China y de los Estados Unidos, donde la falta de acuerdo en el Congreso sobre un plan de largo plazo para reducir la deuda pública hizo que entraran en vigencia disminuciones automáticas del gasto fiscal.

Por su parte, en el mercado internacional de la Costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), los precios de los distintos combustibles disminuyeron en el primer semestre de 2013, en relación a igual período de 2012, siguiendo -a grandes rasgos- la pauta del precio del crudo Brent. Sin embargo, en la casi generalidad de los casos las bajas fueron proporcionalmente menores que las del precio del petróleo crudo, resultando así en márgenes de refinación más altos en relación al primer semestre del año pasado.

El precio de la gasolina promedió 120,0 US\$/bbl en el primer semestre de 2013, bajando así en 4,0% con respecto al mismo periodo en 2012 (125,0 US\$/bbl). A pesar de la baja en términos absolutos, el precio de la gasolina subió 0,8 US\$/bbl con respecto al precio del Brent, gracias principalmente a un alto nivel de exportaciones de la Costa del Golfo a México y Sudamérica.

En el caso del precio del diesel, el promedio del primer semestre de 2013 fue 125,5 US\$/bbl, esto es, 2,4% menor al promedio del primer semestre de 2012 (128,6 US\$/bbl). Sin embargo, el precio relativo del diesel subió 2,2 US\$/bbl en relación al precio del Brent.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 93,90 US\$/bbl en el primer semestre de 2013, con una baja de 8,7% con respecto al primer semestre de 2012 (102,9 US\$/bbl). El precio del fuel oil N° 6 bajó así fuertemente en relación al precio del petróleo crudo, debido principalmente a una reducción del consumo en transporte marítimo.

6.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos a través de su filial ENAP Sipetrol S.A. y, en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo a través de ENAP Refinerías S.A. La refinación y comercialización de sus productos en Chile representa una parte substancial de las operaciones de ENAP. ENAP Refinerías S.A. lidera 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 países de América Latina.

La Empresa accede al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y el cumplimiento de sus compromisos comerciales. El abastecimiento de petróleo crudo de ENAP Refinerías 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.

El negocio de ENAP Refinerías S.A. consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo a su política de precios de paridad de importación. El margen de refinación se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos refinados y al diferencial entre ambos (margen internacional o “crack”). Considerando un nivel de refinación promedio de 72 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un impacto en resultados de US\$ 72 millones en una dirección u otra.

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no se han contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

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, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra (embarque) de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos, para lo cual se efectúan coberturas del tipo Time Spread Swaps. 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 minimizar el impacto de 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, la compañía ha efectuado operaciones del tipo Swap de Diferencial, el cual tiene por objetivo fijar el precio de aquellos embarques indexados a los marcadores WTI ó DTD 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 ó DTD 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 minimizado 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.

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 del swap de diferencial, es calculado utilizando las tablas de contratos de futuros de los marcadores relevantes (WTI Nymex, DTD Brent o ICE Brent).

7.- RIESGOS DEL NEGOCIO.

ENAP adoptó en diciembre de 2012 un Modelo de Gestión Integral de Riesgos, basado en estándares internacionales y las mejores prácticas en la materia. El modelo se sustenta en una política corporativa que apunta a fortalecer la gestión estratégica, y una metodología que asegura que los riesgos críticos sean identificados, evaluados y mitigados, en forma consistente y sistemática.

La gestión integral de riesgos se aplica en todas las líneas, unidades de negocio, áreas y procesos del grupo empresarial. Comienza en el primer nivel de la organización y se aplica en todos los ámbitos de gestión. Comprende todos los riesgos críticos, sean estos estratégicos, operacionales, de cumplimiento y, de reportabilidad y financieros, que puedan afectar la visión, misión y el plan estratégico de negocios de ENAP y sus filiales.

Dentro de los principales riesgos financieros que se están gestionando, se mencionan: las pérdidas por variaciones significativas en la tasa de interés, el tipo de cambio, y los relacionados al inadecuado traspaso de riesgos en temas de seguros patrimoniales.

En los ámbitos de Cumplimiento, se están gestionando riesgos relacionados a la cultura ética de la empresa y las buenas prácticas, además de riesgos relacionados a la inexistencia y/o falta de actualización de normativa interna de la empresa.

En los ámbitos Legales, se mencionan riesgos asociados a la gestión de juicios y a conflictos relacionados a la redacción ambigua de cláusulas contractuales, como también aquellos riesgos asociados al incumplimiento de normativa legal y reglamentaria que pueda afectar las operaciones y contratos en curso.

En el ámbito operacional se están gestionando, entre otros, aquellos riesgos relacionados a escapes, vertidos y/o fugas de hidrocarburos, ya sean líquidos y/o gaseosos, tanto en tierra, como en mar o ríos; como también aquellos riesgos relacionados al daño y/o lesión a las personas, las inflamaciones, incendios y explosiones, por último los vinculados a ruidos y emisiones de material particulado.

Dentro de la metodología establecida, el Comité de Auditoría de la empresa es la instancia encargada de hacer seguimiento periódico al cumplimiento de los compromisos asumidos por la administración, en relación a la implementación de las medidas tendientes a mitigar los riesgos detectados.