



**ANÁLISIS RAZONADO  
DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA  
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO  
TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2014**

**EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO**

**2014**

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Clasificado de La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, al 31 de marzo de 2014 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2013, y los resultados consolidados intermedios de ENAP, para el período comprendido entre el 01 de enero y el 31 de marzo de los años 2014 y 2013. 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).

## **1.- RESUMEN EJECUTIVO**

ENAP alcanzó una utilidad al 31 de marzo de 2014 ascendente a US\$ 16 millones, situación que se compara con la utilidad alcanzada al 31 de marzo de 2013 de US\$ 52 millones (variación de US\$ 37 millones). Este cambio en los resultados se explica principalmente por una variación en el margen bruto, que de los US\$ 204 millones obtenidos al 31 de marzo de 2013, alcanzó a los US\$ 127 millones al 31 de marzo de 2014 (variación de US\$ 77 millones). Por otra parte, el EBITDA generado al 31 de marzo de 2014 fue de US\$ 162 millones, lo que se compara con los US\$ 212 millones generados al 31 de marzo de 2013. El patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 263 millones al 31 de marzo de 2014, incrementándose en US\$ 32 millones respecto al 31 de diciembre de 2013.

Las razones que explican la variación de US\$ 77 millones en el margen bruto de ENAP, están relacionadas con la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C) cuantificadas en una disminución de US\$ 93 millones de dólares y en la Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P) cuantificadas en un aumento de US\$ 16 millones.

Durante el primer trimestre de 2014 las variables operativas de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C), presentaron un comportamiento similar al mismo período de 2013. Sin embargo, los resultados financieros se vieron fuertemente afectados por: a) una disminución en los ingresos, producto de márgenes internacionales para productos derivados del petróleo inusualmente bajos, entre los meses de enero a marzo, manteniendo la tendencia observada en el último trimestre de 2013. Particularmente el margen para la gasolina regular en la costa del Golfo de USA resultó ser de 4 US\$/bbl respecto del crudo Brent, vs 9,6 US\$/bbl observados entre los meses enero y marzo 2013. Asimismo, se evidenció un margen por la venta de gas natural significativamente menor en el primer trimestre de 2014 respecto a igual período de 2013, debido principalmente a un mayor costo del gas natural licuado y un menor precio de venta. El menor precio de venta para el gas natural fue el resultado de costos marginales inferiores para el SIC respecto al año 2013.

A pesar de este escenario más desfavorable en los márgenes del negocio de refinación y gas natural, la línea R&C a marzo de 2014 registró una mayor tasa de utilización promedio de Refinerías, permitiendo a su vez, una mayor producción propia. Destaca la producción de Gasolinas en marzo de 2014, que se sitúa en la mayor producción histórica de esta familia de productos. Por otra parte, R&C ha logrado disminuir el nivel de inventario de crudos y productos en medio millón de barriles respecto del promedio observado en 2013, mejorando de esta forma su requerimiento de capital de trabajo.

Las mejoras operacionales y de gestión en E&P quedan descritas por: a) mayores ingresos en Argentina por incrementos en la producción de crudo y gas, y alzas en los precios internos de los hidrocarburos (gas y petróleo) a través de la aceptación de un precio de 7,5 US\$/MMBtu para el gas adicional; b) mayores ingresos en Egipto como consecuencia del éxito de la campaña de exploración en el activo East Ras Qattara en el 2013 con incrementos de un 54% en los niveles de producción respecto mismo período del año 2013.

**RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>	<b>mar-14</b>	<b>mar-13</b>	<b>Var</b>	<b>Var.%</b>
Ingresos de actividades ordinarias	2.575	2.989	(414)	13,9%
Costos de ventas	(2.448)	(2.785)	337	12,1%
<b>Margen bruto</b>	<b>127</b>	<b>204</b>	<b>(77)</b>	<b>38%</b>
Otros ingresos, por función	5	4	1	25,0%
Costos de distribución	(39)	(41)	2	4,9%
Gasto de administración	(21)	(22)	1	4,5%
Otros gastos, por función	(10)	(27)	17	63,0%
Otras ganancias (pérdidas)	3	0	3	indet.
Ingresos financieros	1	3	(2)	66,7%
Costos financieros	(45)	(50)	5	10,0%
Participación en asociadas	5	8	(3)	37,5%
Diferencias de cambio	(1)	(9)	8	88,9%
Utilidad antes de impuestos	25	71	(46)	64,8%
Gasto por impuestos a las ganancias	(10)	(19)	9	47,4%
<b>Utilidad del ejercicio</b>	<b>16</b>	<b>52</b>	<b>(36)</b>	<b>69,2%</b>
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	0	0	0	indet.
Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora	16	52	(36)	69,2%

<b>EBITDA</b>				
	<b>162</b>	<b>(15)</b>	<b>227</b>	<b>1513,3%</b>
Cifras en Millones de dólares (US\$)				
<b>ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA</b>	<b>mar-14</b>	<b>dic-13</b>	<b>Var</b>	<b>Var.%</b>
<b>ACTIVOS</b>	<b>5.816</b>	<b>6.274</b>	<b>(458)</b>	<b>7,3%</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	280	469	(189)	40,3%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	916	996	(80)	8,0%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	29	33	(4)	12,1%
Inventarios	1.139	1.301	(162)	12,5%
Activos por impuestos corrientes	22	29	(7)	24,1%
Otros activos corrientes	14	4	10	250,0%
Otros activos no financieros, no corrientes	49	49	0	0,0%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	119	117	2	1,7%
Propiedades, planta y equipo, neto	2.617	2.637	(20)	0,8%
Activos por impuestos diferidos	558	560	(2)	0,4%
Otros activos no corrientes	73	79	(6)	7,6%
<b>PASIVOS</b>	<b>5.554</b>	<b>6.043</b>	<b>(489)</b>	<b>8,1%</b>
Otros pasivos financieros corrientes	253	486	(233)	47,9%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.333	1.533	(200)	13,0%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	33	46	(13)	28,3%
Otros pasivos corrientes	186	174	12	6,9%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.356	3.416	(60)	1,8%
Otros pasivos no corrientes	393	388	5	1,3%
<b>PATRIMONIO</b>	<b>262</b>	<b>231</b>	<b>31</b>	<b>13,4%</b>

## 2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

### INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	mar-14	mar-13	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas productos propios	1.997	2.222	(225)	10,1%
Ingresos por ventas productos importados	289	510	(221)	43,3%
Ingresos por ventas E&P	184	141	43	30,5%
Ingresos por ventas gas natural	105	116	(11)	9,5%
<b>TOTAL INGRESOS ORDINARIOS</b>	<b>2.575</b>	<b>2.989</b>	<b>(414)</b>	<b>13,9%</b>

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 2.575 millones al 31 de marzo de 2014, los cuales se comparan con US\$ 2.989 millones al 31 de marzo de 2013:

Los ingresos por ventas de productos propios y productos importados disminuyó un 16,3%, por una caída de un 11,6% en el volumen de ventas medido en metros cúbicos, desde los 3.343,8 Mm<sup>3</sup> al 31 de marzo de 2013 a 2.955,8 Mm<sup>3</sup> al 31 de marzo de 2014, complementado con una disminución del precio de venta promedio referida a la paridad de importación, de 128,5 US\$/Bbl a 121,7 US\$/Bbl.

Los ingresos por venta en E&P se incrementaron en US\$44 millones principalmente por mayores ingresos por venta de crudo y gas en Argentina y Egipto. En Argentina los ingresos se incrementaron en US\$ 29 millones respecto al 31 de marzo de 2013, lo cual se explica principalmente por: i) un aumento de la producción de crudo en 3% respecto al año 2013, ii) incremento en los ingresos por producción de gas por nuevo incentivo implementado por el Gobierno Argentino el cual incrementa el precio a pagar por el gas a 7,5 US\$/MMBtu.

En E&P la producción total alcanzó los 4,8 millones de barriles equivalentes (BOE) superior a los 4,4 millones de barriles equivalentes (BOE) producidos al 31 de marzo de 2013. Al 31 de marzo de 2014 la producción de gas fue de 1,6 millones de barriles equivalentes, un 3% inferior a lo producido en igual periodo de 2013. Contrariamente la producción de petróleo se incrementó desde 2,8 millones de barriles equivalentes producidos el año 2013 a 3,2 millones de barriles equivalentes producidos el año 2014.

Los ingresos por ventas de gas natural disminuyeron respecto de igual periodo del año anterior por una caída en el volumen de un 7,6% y un efecto de menor precio de 3,7%.

El margen primo total que corresponde a los ingresos por ventas de productos propios menos el costo de materia prima, generó una variación negativa en el margen primo de 18% al 31 de marzo de 2014 comparado con igual período de 2013, de acuerdo al siguiente detalle:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	mar-14	mar-13	Var. US\$	Var. %
<b>Productos propios</b>				
Ingresos por ventas	1.997	2.222	(225)	10,1%
Costo de venta primo	(1.710)	(1.871)	162	8,6%
Margen primo total	287	351	(63)	18,0%
<b>MARGEN PRIMO US\$ / Bbl</b>	<b>16,8</b>	<b>19,0</b>	<b>(2,1)</b>	<b>11,3%</b>

Los ingresos por venta de productos propios alcanzaron a US\$ 1.997 millones, inferiores a los US\$ 2.222 millones (10,1%) de venta de producción propia al 31 de marzo de 2013. La razón principal de esta disminución en el ingreso es consecuencia de una disminución de la producción propia a venta de 2.681,3 Mm<sup>3</sup> a 2.563,8 Mm<sup>3</sup> y a que el precio de venta promedio de productos propios disminuyó de 128,5 US\$/Bbl a 121,7 US\$/Bbl.

La disminución en el volumen de venta de producción propia se explica por el decremento en un 6% en el volumen de ventas de diesel y un 26% de petróleos combustibles. Esta disminución en el volumen de venta de producción propia (4,4%), respecto al volumen del ejercicio anterior, se explica por una baja en el total de demanda por combustibles cercano al 8% con respecto al mismo periodo del ejercicio anterior. En el caso de las Gasolinas y los LPG observamos un aumento en la venta de productos de elaboración propia del 22% y 3% respectivamente, los cuales compensan en parte la baja en las otras dos familias de productos. Por su parte el abastecimiento a través de los productos importados alcanzó solo el 76%. Pese a lo anterior el margen final del negocio fue positivo influenciado por el buen margen que alcanzaron los productos de producción propia y el margen que genera el negocio del Gas Natural.

Al 31 de marzo de 2014 y 2013 el comportamiento mensual de los precios menos el costo de materia prima de la producción propia vendida, medido en US\$/Bbl, disminuyó en 2,2 US\$/Bbl, equivalente a un 11,6%.

Margen Primo - Producción Propia 2014 (US\$/Bbl)														
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Prom. 1er Trim	Prom. Al cierre
Precio de venta	120,3	120,6	124,2										121,7	121,7
Costo materia prima	105,4	103,6	105,6										104,9	104,9
<b>Margen US\$/Bbl</b>	14,9	17,0	18,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16,8	16,8

Margen Primo - Producción Propia 2013 (US\$/Bbl)														
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Prom. 1er Trim	Prom. Al cierre
Precio de venta	126,1	128,4	131,0	123,3	120,2	117,6	122,6	125,4	127,3	118,1	115,2	117,1	128,5	122,7
Costo materia prima	107,8	113,0	107,9	104,4	101,8	101,0	102,7	108,7	111,7	110,0	107,6	108,3	109,5	107,1
<b>Margen US\$/Bbl</b>	18,4	15,4	23,1	18,9	18,4	16,6	19,8	16,7	15,6	8,1	7,5	8,8	19,0	15,6

ENAP Magallanes por medio de la Ley de Presupuesto del Sector Público, ha reconocido ingresos por venta de producción propia y por compras de gas al 31 de marzo de 2014 por un total de US\$ 13,8 millones. Esta compensación cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes en relación a sus costos de producción y distribución, y de compra de gas.

**COSTOS DE VENTAS**

Los costos de ventas de ENAP al 31 de marzo de 2014 disminuyeron en US\$ 337 millones, representando un 95% del ingreso de venta por actividades ordinarias.

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Ratio Costo de venta a Ingresos de actividades	mar-14	%	mar-13	%
Ingresos de actividades ordinarias	2.575	100%	2.989	100%
Costos de ventas	(2.448)	-95%	(2.785)	-93%
Margen bruto	127	5%	204	7%

Tal como se observa en el cuadro adjunto más abajo la reducción de US\$ 337 millones en los costos de venta al 31 de marzo de 2014 respecto igual período de 2013, se explican principalmente por la sustitución de compra de productos importados por producción propia y a la disminución de costos por compra de crudo. La razón principal de esta disminución en el costo de compra de crudo es consecuencia de una disminución de la producción propia a costo de 2.681,3 Mm3 a 2.563,8 Mm3 y a que el precio de costo promedio de productos propios disminuyó de 109,5 US\$/Bbl a 104,9 US\$/Bbl.

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costo de venta desagregados	mar-14	mar-13	Var. US\$	Var.%
Costos por compra de crudo	(1.711)	(1.871)	161	8,6%
Costos operacionales no crudo	(243)	(289)	46	15,9%
Costo de producción E&P	(122)	(92)	(30)	33,0%
Costos de compra de productos	(279)	(485)	206	42,5%
Costo por venta de gas natural	(93)	(47)	(46)	98%
<b>TOTAL COSTO DE VENTA</b>	<b>(2.448)</b>	<b>(2.785)</b>	<b>337</b>	<b>12,1%</b>

La diferencia de US\$ 46 millones en los costos operacionales no crudo, que al 31 de marzo de 2014 alcanzaron a US\$ 243 millones de dólares, inferiores a los US\$ 289 millones acumulados al primer trimestre del año 2013, se explica principalmente por los costos variables que disminuyeron en US\$ 42 millones, que se explica por el reconocimiento en marzo de 2013 de US\$ 26 millones de provisión de valor neto realizable asociadas a las existencias, también afecta la depreciación del peso entre ambos periodos y su efecto en los salarios que se traduce en menores costos de US\$ 3 millones y la disminución de la producción propia de un 4,4% desde los 2.681,3 Mm3 a 2.563,8 Mm3. El detalle siguiente muestra los costos operacionales no crudo:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	mar-14	mar-13	Var. US\$	Var.%
Costos variables	(130)	(172)	42	24,4%
Costos fijos	(66)	(67)	1	1,5%
Depreciación	(42)	(44)	2	4,5%
Logística	(5)	(6)	1	16,7%
<b>TOTAL COSTO NO CRUDO</b>	<b>(243)</b>	<b>(289)</b>	<b>46</b>	<b>15,9%</b>

#### *MARGEN BRUTO*

El margen bruto al 31 de marzo de 2014 fue de US\$ 127 millones, respecto a los US\$ 204 millones obtenidos en igual período del año anterior, se genera una variación negativa de US\$ 77 millones.

La Línea R&C tuvo una variación negativa de 59% pasando de US\$ 157,3 millones a US\$ 64,6 millones la que se explica principalmente por una disminución en los ingresos, producto de que los márgenes internacionales de los derivados del petróleo continuaron inusualmente bajos, en los meses de enero a marzo, y un margen por la venta de gas natural significativamente menor en el primer trimestre de 2014 versus igual período de 2013, debido principalmente a un mayor costo del gas natural licuado y un menor precio de venta, también asociado a los bajos márgenes internacionales.

La Línea de E&P tuvo una variación positiva de 33% pasando de US\$ 46,8 millones a US\$ 62,4 millones, principalmente por mayores ingresos por venta de crudo y gas en Argentina debido a la mayor producción y mejores precios y crudo en Egipto por los buenos resultados de la campaña 2013 y la campaña que se está desarrollando el primer trimestre del 2014.

#### *VARIACIONES OTROS RUBROS*

El rubro Otros gastos por función disminuyó de US\$ 27 millones al 31 de marzo de 2013 a US\$ 10 millones al 31 de marzo de 2014 (63,0%). Los estudios geológicos disminuyeron US\$ 2 millones, los pozos secos de exploración y abandonos disminuyeron en US\$ 10 millones debido a una mayor probabilidad de éxito, y los costos de exploración disminuyeron US\$ 5 millones.

Los costos financieros, por su parte, tuvieron una leve disminución de US\$ 5 millones (10,0%) al pasar de US\$ 50 millones acumulado al 31 de marzo de 2013 a US\$ 45 millones al 31 de marzo de 2014 debido principalmente a la disminución de la deuda que mantiene ENAP.

La Participación en las ganancias y (pérdidas) de asociadas disminuyó en US\$ 3 millones al 31 de marzo de 2014, debido a menores resultados de la cartera de inversiones en empresas asociadas y a que el primer trimestre de 2013 se reconocían en esta línea los resultados de la operación en Perú.

Los Costos de distribución disminuyeron US\$ 2 millones al pasar de US\$ 41 millones al 31 de marzo de 2013 a US\$ 39 millones al 31 de marzo de 2014 (4,9%).

El concepto diferencia de cambio reflejó una pérdida de US\$ 1 millón al 31 de marzo de 2014 lo que se compara con la pérdida de US\$ 9 millones al 31 de marzo de 2013. Este valor refleja una compensación entre el costo de las coberturas de cuentas por cobrar y la depreciación del peso chileno que afectó los saldos acreedores del balance. Las coberturas de cuentas por cobrar 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\$ 10 millones al 31 de marzo de 2014, lo que se compara con el gasto de US\$19 millones obtenido al 31 de marzo de 2013 debido al menor resultado operacional obtenido en el período 2014 respecto a 2013.

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Desglose de impuestos	mar-14	mar-13	Var.	Var. %
<b>Resultados antes de impuestos</b>	<b>25</b>	<b>71</b>	<b>(46)</b>	<b>64,5%</b>
Impuesto a la renta	(6)	(14)	9	61,4%
Impuesto a la renta	(2)	(1)	(0)	25,0%
Impuestos diferidos	4	(10)	14	133,7%
Impuestos pagados en el exterior	(7)	(2)	(5)	191,5%
<b>Resultado después de impuesto a la renta</b>	<b>20</b>	<b>58</b>	<b>(38)</b>	<b>65,9%</b>
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	(4)	(5)	1	24,9%
Impuesto a la renta (40%)	(14)	(9)	(5)	57,3%
Impuestos diferidos (40%)	10	3	6	190,6%
<b>Ganancia (pérdida) del ejercicio</b>	<b>16</b>	<b>52</b>	<b>(37)</b>	<b>70,1%</b>
Participaciones no controladoras	0	0	(0)	0,0%
<b>Ganancia (pérdida) asociada al controlador</b>	<b>16</b>	<b>52</b>	<b>(36)</b>	<b>69,8%</b>

### 3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

#### ACTIVOS

Al 31 de marzo de 2014 el total de activos presenta una disminución de US\$ 458 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2013. Esta disminución se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- Una disminución de US\$ 189 millones (40,3%) en la cuenta Efectivo y equivalentes al efectivo respecto a diciembre 2013, se explica por la decisión de la administración en diciembre de 2013 de mantener una reserva para el pago del bono internacional 144 A por un monto de US\$ 150 millones cuyo vencimiento fue marzo de 2014.

- El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$ 162 millones (12,5%) con respecto al 31 de diciembre de 2013. Las principales variaciones son el efecto compensado de:

- El menor valor del Inventario de Crudos para refinación, que baja desde US\$ 593 millones a US\$ 433,1 millones (27,0%) explicado principalmente por una disminución en el volumen de inventarios, que baja desde 854,1 Mm<sup>3</sup> en diciembre de 2013 a 635,8 Mm<sup>3</sup> (25,6%) al 31 de marzo de 2014, complementado con el efecto de una disminución de los precios internacionales del crudo, que se refleja en el costo unitario, pasando de 107,5 US\$/Bbl en diciembre de 2013 a 104,2 US\$/Bbl (3,1%) al 31 de marzo de 2014.
- Una disminución de materiales en bodega y en tránsito que baja desde US\$ 66 millones a US\$ 59 millones (10,9%)
- Lo anterior levemente compensado por un mayor valor del Inventario de Productos, que aumenta de US\$ 641 millones a US\$ 647 millones explicado por el aumento en el volumen de inventario de



productos, que sube de 812,1 Mm<sup>3</sup> a 823,9 Mm<sup>3</sup> (1,5%) y por un mayor precio en el costo unitario de las existencias que aumenta de 116,5 US\$/Bbl a 117,0 US\$/Bbl (0,5%).

- Una disminución en la cuenta Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes de US\$ 80 millones (8,0%) respecto a diciembre 2013, se debe principalmente a la disminución de la cuenta Deudores por venta (US\$ 71 millones) y a Deudores varios (US\$ 8 millones).
- Disminución de US\$ 20 millones (0,8%) en el rubro Propiedades, planta y equipo, neto se explica principalmente por un efecto compensado entre las adiciones que sumaron US\$ 82 millones de los cuales corresponden US\$ 61 millones a inversiones en E&P, menos los gastos por depreciación que ascendieron a US\$ 94 millones.

Lo anterior se ve compensado por:

- El aumento en la cuenta Otros activos no financieros, corrientes de US\$ 10 millones (250,0%) respecto a diciembre 2013, correspondientes a seguros anuales pagados por anticipado.
- Un aumento de US\$ 2 millones en el rubro Inversiones contabilizadas por el método de la participación (1,7%) debido principalmente a la participación en resultados en GNL Quintero US\$ 2,3 millones e Innergy Holding S.A. US\$ 1,3 millones compensado en parte por las disminuciones en GNL Chile S.A. US\$ 0,9 millones y Sociedad Nacional de Oleoducto en US\$ 0,7 millones.

#### **PASIVOS**

Al 31 de marzo de 2014 los pasivos en su conjunto disminuyeron en US\$ 489 millones (8,1%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2013. Las principales variaciones corresponden a:

- El nivel de otros pasivos financieros (corrientes y no corrientes) disminuyó en US\$ 293 millones. Los Pasivos financieros corrientes disminuyen US\$ 233 millones mientras los Pasivos financieros no corrientes lo hicieron en US\$ 60 millones. La principal modificación de la composición de la deuda, respecto al 31 de diciembre de 2013, corresponde al pago del bono del tipo 144-A con vencimiento a 10 años en marzo de 2014, por un monto de MUS\$ 150.000.
- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, disminuyeron en US\$ 200 millones (13,0%) principalmente debido a la disminución de las cuentas proveedores extranjeros y acreedores varios extranjeros por pago de crudo por parte de la filial ENAP Refinerías S.A.

#### **PATRIMONIO**

- El Patrimonio de la Empresa aumentó en US\$ 31 millones (13,4 %) al 31 de marzo de 2014 respecto al 31 de diciembre de 2013, producto del resultado del ejercicio de US\$ 16 millones y por efectos de cambios en otros resultados integrales.

#### 4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 31 de marzo de 2014 y 2013, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 280 millones al 31 de marzo de 2014, que se compara con US\$449 millones al 31 de marzo de 2013.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 190 millones al 31 de marzo de 2014, que se compara con US\$ 93 millones al 31 de marzo de 2013. Este incremento corresponde a una disminución en las obligaciones con los proveedores por menores niveles de inventario durante el período, manteniendo los niveles en las actividades de recaudación y cobranza, respecto al período anterior.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 73 millones, que se compara con US\$ 39 millones al 31 de marzo de 2013. Esto es debido a dos factores: por una parte a un aumento de la inversión neta en propiedades, planta y equipo por US\$ 75 millones, a consecuencia del intensivo plan de inversiones en E&P durante el primer trimestre 2014 en la zona de Magallanes, las cuales son mayores a las inversiones en obras de infraestructura realizadas en el primer trimestre de 2013.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US\$ 299 millones al 31 de marzo de 2014 se compara con el flujo proveniente de actividades de financiación de US\$ 212 millones al 31 de marzo de 2013. Esta utilización de efectivo a marzo de 2014 se debe principalmente excedentes de caja producto de la operación del año 2013. A diferencia del primer trimestre de 2013 se realizó la emisión de bonos locales por un monto de UF 6.000.000 (BENAP-D por UF 2.000.000 a un plazo de 5 años y BENAP-E por UF 4.000.000 a un plazo de 21 años), equivalente a US\$ 290,7 millones.

El detalle de las principales rubros es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	mar-14	mar-13	Var. US\$	Var. %
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	190	93	97	104,3%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(73)	(39)	(34)	87,2%
Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación	(299)	212	(511)	241,0%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	(182)	266	(448)	168,4%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(7)	3	(10)	333,3%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(189)	269	(458)	170,3%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	469	180	289	160,6%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	280	449	(169)	37,6%

## 5.- EBITDA

El EBITDA presentó una disminución respecto al primer trimestre del año anterior, alcanzando los US\$ 162 millones al 31 de marzo de 2014 lo que se compara con los US\$ 212 obtenidos en igual período de 2013. Esta disminución de US\$ 50 millones (24,0%) es consecuencia principalmente de la disminución del margen bruto explicado con anterioridad.

EBITDA	mar-14	mar-13	Var. US\$	Var. %
<b>Margen Bruto</b>	<b>127</b>	<b>204</b>	<b>(77)</b>	<b>38%</b>
Otros ingresos, por función	5	4	1	36%
Costos de distribución	(39)	(41)	2	6%
Gastos de administración	(21)	(22)	1	4%
Otros gastos, por función	(10)	(27)	17	62%
<b>Resultado Operacional</b>	<b>62</b>	<b>118</b>	<b>(56)</b>	<b>47%</b>
Depreciación y cuota de agotamiento <sup>(1)</sup>	94	79	15	19%
Abandono pozos exploratorios <sup>(2)</sup>	5	7	(2)	23%
Estudios geológicos y costos no absorbidos <sup>(2)</sup>	2	3	(1)	33%
Deterioro (reverso de deterioro) <sup>(3)</sup>	(3)	3	(6)	221%
Costos de exploración <sup>(3)</sup>	2	2	(0)	9%
<b>EBITDA</b>	<b>162</b>	<b>212</b>	<b>(50)</b>	<b>24%</b>

<sup>(1)</sup> Ver Nota 16 letra f) en los estados financieros consolidados

<sup>(2)</sup> Ver Nota 16 letra a) en los estados financieros consolidados

<sup>(3)</sup> Incorporado en el rubro Costo de Ventas

Al 31 de marzo de 2014 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 73,5 millones y por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 99,4 millones; a la misma fecha del año 2013 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 155,5 millones y por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 75,2 millones.

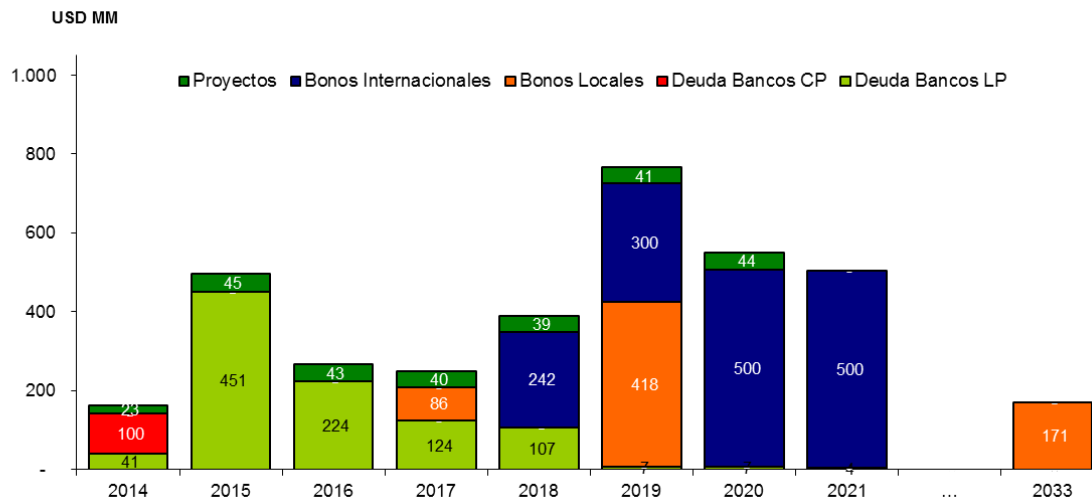
## 6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de la línea Refinación y Comercialización (R&C) y de la línea Exploración y Producción (E&P) para los ejercicios al 31 de marzo de 2014 y 2013:

Información por segmentos de negocios	Cifras en Millones de dólares (US\$)			
	R&C mar-14	E&P mar-14	R&C mar-13	E&P mar-13
Ingresos actividades ordinarias	2.394	184	2.849	140
Costos de ventas	(2.336)	(139)	(2.635)	(113)
Subtotal	58	45	214	27
Resultado ventas interlineas	8	22	(55)	22
Distribución costos corporativos	(1)	(5)	(2)	(2)
Margen bruto	65	62	157	47

## 7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 31 DE MARZO de 2014

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



## 8.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

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

LIQUIDEZ		mar-14	dic-13	Var.	Var. %
Liquidez Corriente <sup>(1)</sup>	(veces)	1,33	1,26	0,06	5,1%
Razón Ácida <sup>(2)</sup>	(veces)	0,70	0,68	0,01	2,0%

<sup>(1)</sup> Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		mar-14	dic-13	Var.	Var. %
Razón de endeudamiento <sup>(1)</sup>	(veces)	21,15	26,21	(5,06)	19,3%
Razón de endeudamiento financiero neto <sup>(2)</sup>	(veces)	12,50	14,68	(2,18)	14,8%
Razón de endeudamiento, financiero corriente <sup>(3)</sup>	(porcentaje)	7,00	12,44	(5,45)	-
Razón de endeudamiento, financiero no corriente <sup>(4)</sup>	(porcentaje)	93,00	87,56	5,45	-
		mar-14	mar-13	Var.	Var. %
Cobertura gastos financieros <sup>(5)</sup>	(veces)	3,6	4,0	(0,39)	9,7%
R.A.I.I.D.A.I.E. <sup>(6)</sup>	(Millones US\$)	164	199	(35)	17,7%

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

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

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

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

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

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

<b>ACTIVIDAD</b>					
<b>Activos</b>		<b>mar-14</b>	<b>dic-13</b>	<b>Var.</b>	<b>Var. %</b>
Activos totales <sup>(1)</sup>	(Millones US\$)	5.816	6.274	(458)	7,3%
Activos promedio <sup>(2)</sup>	(Millones US\$)	6.045	6.293	(248)	3,9%
<b>Inventarios</b>		<b>mar-14</b>	<b>dic-13</b>	<b>Var.</b>	<b>Var. %</b>
Rotación de inventarios <sup>(3)</sup>	(veces)	8,49	7,60	0,89	11,7%
Permanencia de inventarios <sup>(4)</sup>	(meses)	1,41	1,58	(0,16)	10,4%

<sup>(1)</sup> Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

<sup>(2)</sup> Activos promedio = (Activos Totales del período actual + Activos totales año anterior) / 2

<sup>(3)</sup> Rotación de inventarios = Costo de venta últimos doce meses / Inventario promedio últimos doce meses

<sup>(4)</sup> Permanencia de inventarios = Inventario promedio últimos doce meses / Costo de venta últimos doce meses (promedio mensual)

<b>RENTABILIDAD</b>					
		<b>mar-14</b>	<b>dic-13</b>	<b>Var.</b>	
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio <sup>(1)</sup>	(porcentaje)	50,10	89,19	(39,08)	-
Rentabilidad de activos <sup>(2)</sup>	(porcentaje)	1,59	2,13	(15,03)	-

<sup>(1)</sup> Rentabilidad de patrimonio promedio = Resultado últimos 12 meses / ((Patrimonio período actual + Patrimonio período anterior) / 2)

<sup>(2)</sup> Rentabilidad de activos = Resultado últimos 12 meses / Activos Totales promedio últimos doce meses

## **9.- 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
- ❖ 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 Empresa 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.

## 10.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Durante el primer trimestre de 2014, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 107,9 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, disminuyendo así 1,3% con respecto al promedio del 4° trimestre de 2013 (109,3 US\$/bbl).

Según estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (*Short Term Energy Outlook, April 2014*) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 90,7 MMbpd en el primer trimestre de 2014, decreciendo 600.000 bpd con respecto al 4° trimestre de 2013. El menor consumo obedeció, principalmente, a una baja estacional normal ya que durante el 4° Trimestre de 2013 un invierno temprano y desusadamente frío en los Estados Unidos requirió un alto consumo de combustibles de calefacción derivados del petróleo, consumo que se redujo gradualmente en el 1er. Trimestre de 2014 al mejorar las condiciones climáticas. El mismo descenso estacional del consumo –aunque a tasas más moderadas - se registró también en otros centros de consumo del hemisferio norte.

De acuerdo a la misma fuente, la producción mundial de petróleo fue de 90,7 MMbpd en el primer trimestre de 2014 bajando en 100.000 bpd en relación al nivel observado en el 4° trimestre de 2013.

Los inventarios de crudo a nivel mundial permanecieron constantes en el primer trimestre de 2014 debido a que la oferta igualó el consumo.

La reducción en el consumo de petróleo junto con una menor prima por riesgo a comienzos de 2014, al proceder dentro de lo programado la destrucción del arsenal de armas químicas de Siria y al avanzarse hacia una solución negociada del programa nuclear de Irán, fueron los factores que hicieron caer el precio del petróleo crudo durante el 1er. Trimestre de 2014, en relación al último trimestre de 2013, si bien a fines de marzo la ocupación de Crimea por parte de Rusia hizo repuntar el precio del crudo.

Por su parte, en el mercado internacional de la Costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), durante el primer trimestre de 2014 los precios de los distintos combustibles mostraron comportamientos muy disímiles entre sí y sin aparente influencia del precio del petróleo crudo, siendo determinados más bien por factores estacionales. Así, mientras el precio de la gasolina experimentó una gran recuperación en relación al 4° trimestre de 2013, el precio del diesel subió levemente y el precio del fuel oil N° 6 disminuyó, sobre la misma base de comparación.

El precio de la gasolina promedió 111,9 US\$/bbl en el 1er. trimestre de 2014, aumentando así en 6,7% con respecto al promedio del 4° trimestre de 2013. Este notable repunte del precio de la gasolina obedece a una recuperación del consumo, especialmente en febrero y marzo, desde los deprimidos niveles del período octubre 2013-enero 2014, afectados por un crudo invierno estadounidense, y que mantuvieron el precio anormalmente bajo.

En el caso del precio del diesel, el promedio del 1er. trimestre de 2014 fue 123,5 US\$/bbl, esto es, 0,3% superior al promedio del 4° trimestre de 2013, donde la leve alza se explica porque la gradual disminución del consumo de diesel de calefacción se vio compensada por un mayor consumo de diesel en transporte a medida de que mejoraban las condiciones climáticas en los Estados Unidos en el transcurso del trimestre enero-marzo.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 89,3 US\$/bbl en el primer trimestre de 2014, con una baja de 2,1% con respecto al 4° trimestre de 2013. El precio del fuel oil N° 6 bajó al declinar el consumo asociado al invierno, principalmente en generación eléctrica en el Sureste de los Estados Unidos.

## **11.- 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%.

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 S.A. 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 de los Estados Unidos.

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 cubrir este último riesgo, 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 ICE. 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 ICE. 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 ICE 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).

## **12.- 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.