



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2015**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2015

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, al 30 de junio de 2015 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2014, y los resultados consolidados intermedios de ENAP, para el período comprendido entre el 01 de enero y el 30 de junio de los años 2015 y 2014. 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 30 de junio de 2015 ascendente a US\$ 132 millones, situación que se compara con la utilidad alcanzada al 30 de junio de 2014 de US\$ 59 millones (variación de US\$ 73 millones). Este incremento en los resultados se explica principalmente por una variación positiva de US\$ 114 millones en el margen bruto, alcanzando los US\$ 359 millones al 30 de junio de 2015. Por otra parte, el EBITDA generado durante el primer semestre de 2015 fue de US\$ 433 millones, lo que se compara con US\$ 311 millones generados en igual periodo del año anterior. El patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 662 millones al 30 de junio de 2015, incrementándose en US\$ 116 millones respecto al 31 de diciembre de 2014.

La variación de US\$ 114 millones en el margen bruto de ENAP se explica principalmente por un aumento de US\$ 189 millones en la línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C) y por una disminución de US\$ 77 millones en la Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P) y aumento de US\$2 millones en Línea de Negocio de Gas y Energía (G&E).

La variación positiva del Margen Bruto de la línea de Negocio de R&C se explica por el incremento de aproximadamente 5 US\$/Bbl del margen de refinación entre el primer semestre de 2014 y el primer semestre de 2015. A esto se suma el costo de compra promedio de la materia prima que pasó de 106,1 US\$/Bbl al 30 de junio de 2014 a 54 US\$/Bbl al 30 de junio de 2015, sumado esto a la optimización en la canasta de compra de crudo. Adicionalmente lo anterior se suma una baja en los costos no crudo, principalmente costos de energía (GNL, Energía eléctrica, Vapor, etc.)

La disminución del Margen Bruto de E&P en US\$ 77 millones al 30 de junio de 2015 versus igual período de 2014, se debe principalmente a la disminución de US\$ 23 millones en el margen de Argentina por cambio en el mix de ventas, menor volumen de exportación y menores precios en el mercado local, la disminución de US\$ 22 millones en el margen de Egipto debido al menor precio de crudo de 45% versus el año 2014 lo que impacta negativamente en los ingresos y a la disminución en el margen en E&P Magallanes de US\$ 32 millones por menores ingresos de crudo y raw product por menores precios y volumen que el 2014, además el 2015 no existe prestación de servicios petroleros con respecto al 2014.

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	jun-15	jun-14	Var	Var.%
Ingresos de actividades ordinarias	3.392	5.255	(1.863)	35,5%
Costos de ventas	(3.033)	(5.010)	1.977	39,5%
Margen bruto	359	245	114	47%
Otros ingresos, por función	15	21	(6)	28,6%
Costos de distribución	(99)	(89)	(10)	11,2%
Gasto de administración	(41)	(40)	(1)	2,5%
Otros gastos, por función	(42)	(40)	(2)	5,0%
Otras ganancias (pérdidas)	0	2	(2)	100,0%
Ingresos financieros	3	4	(1)	25,0%
Costos financieros	(96)	(87)	(9)	10,3%
Participación en asociadas	6	8	(2)	25,0%
Diferencias de cambio	(12)	(12)	0	0,0%
Utilidad antes de impuestos	94	13	81	623,1%
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias	39	46	(7)	15,2%
Utilidad del periodo	132	59	73	123,7%
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	0	1	(1)	100,0%
Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora	132	58	74	127,6%

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	jun-15	dic-14	Var	Var.%
ACTIVOS	5.518	5.657	(139)	2,5%
Efectivo y equivalentes al efectivo	115	154	(39)	25,3%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	640	700	(60)	8,6%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	43	33	10	30,3%
Inventarios	780	741	39	5,3%
Activos por impuestos corrientes	76	82	(6)	7,3%
Otros activos corrientes	40	214	(174)	81,3%
Otros activos no financieros, no corrientes	45	49	(4)	8,2%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	148	127	21	16,5%
Propiedades, planta y equipo, neto	2.783	2.753	30	1,1%
Activos por impuestos diferidos	804	761	43	5,7%
Otros activos no corrientes	44	43	1	2,3%
PASIVOS	4.856	5.111	(255)	5,0%
Otros pasivos financieros corrientes	478	459	19	4,1%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	556	730	(174)	23,8%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	26	46	(20)	43,5%
Otros pasivos corrientes	130	157	(27)	17,2%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.323	3.372	(49)	1,5%
Otros pasivos no corrientes	343	347	(4)	1,2%
PATRIMONIO	662	546	116	21,2%

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS				
Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	jun-15	jun-14	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	2.382	3.967	(1.585)	40,0%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	457	590	(133)	22,5%
Ingresos por ventas E&P	302	357	(55)	15,4%
Ingresos por ventas gas natural importado	165	234	(69)	29,5%
Ingresos por ventas de servicios	34	5	29	588,4%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	3.392	5.255	(1.863)	35,5%

La disminución en los ingresos por venta de productos propios (US\$ 1.585 millones), se explica por la reducción del precio internacional de los productos el que paso de un promedio de 122,3 US\$/Bbl a 76,3 US\$/Bbl (37,6%). El volumen de venta producción propia disminuyó de 5.173,1 Mm³ a 4.977,8 Mm³ (3,8%) producto del paro de planta programado en la refinería Bio-Bio.

Con respecto a la venta de productos importados de R&C (Diesel y Gasolinas), éstas totalizaron una venta de 1.042,5 Mm³ en el primer semestre del año 2015, lo cual se compara con los 893,1 Mm³ del mismo periodo del ejercicio anterior, este aumento de un 17% se explica principalmente para cubrir parte de menor producción propia derivada del paro de planta programado en la refinería Bio-Bio. No obstante lo anterior el precio de venta cayó desde 123,19 Usd/Bbl a 77,53 Usd/Bbl, lo que explica que a nivel de ingresos se refleje una baja de US\$ 133 millones entre ambos periodos comparados.

Las ventas de gas natural alcanzaron los 15,8 millones de MMBTU a junio de 2015, levemente inferior a los 16,3 millones de MMBTU de venta en primer semestre de 2014, la baja en el volumen de venta de gas natural licuado obedeció principalmente a que el 31 de diciembre de 2014 se terminó el contrato con GasValpo para el suministro a clientes industriales.

Los ingresos por venta en E&P disminuyeron en US\$ 55 millones originado principalmente en Argentina US\$ 36 millones por cambio en el mix de ventas, menor volumen de exportación y menores precios en el mercado local y la disminución de US\$ 21 millones en Egipto debido al menor precio de crudo versus el año 2014.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes, ascendieron a US\$ 45 millones (US\$36 millones en primer semestre de 2014).

COSTOS DE VENTAS

En línea con la baja en los ingresos, los costos de ventas de ENAP al 30 de junio de 2015 disminuyeron en US\$ 1.977 millones, aumentando el margen de beneficio bruto a 11%, en contraste con el 5% para período anterior. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costo de venta a Ingresos de actividades	jun-15	%	jun-14	%	Var
Ingresos de actividades ordinarias	3.392	100%	5.255	100%	(1.863)
Costos de ventas	(3.033)	-89%	(5.010)	-95%	1.977
Margen bruto	359	11%	245	5%	114

La baja en el costo de venta (US\$ 1.977 millones) se explica principalmente por la variación de los siguientes conceptos:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costo de venta desagregados	jun-15	jun-14	Var	Var. %
Costos por compra de crudo	(1.709)	(3.426)	1.717	50%
Costos operacionales no crudo	(449)	(484)	36	7,4%
Costo de producción E&P	(254)	(222)	(32)	14%
Costos de compra de productos	(428)	(570)	142	24,9%
Costo por venta de gas natural	(143)	(205)	62	30%
TOTAL COSTO DE VENTA	(3.033)	(5.010)	1.977	39,5%

El costo de compra de crudo disminuyó US\$ 1.717 millones (50,0%) lo que se explica por una baja en el precio del costo promedio de la materia prima que pasó de 106,1 US\$/Bbl al 30 de junio del año 2014 a 54,9 US\$/Bbl al 30 de junio del año 2015, relacionado con la caída del precio internacional y a la optimización del proceso de compra de crudo. Por otra parte se observó una disminución en los metros cúbicos vendidos desde 5.173,1 Mm³ al 30 de junio de 2014 a 4.977,8 Mm³ al 30 de junio de 2015.

Los costos no crudo presentaron las siguientes variaciones durante el período enero - junio 2015 respecto al mismo período 2014:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	jun-15	jun-14	Var	Var. %
Costos variables	(219)	(267)	49	18,2%
Costos fijos	(120)	(124)	4	3,2%
Depreciación	(86)	(83)	(3)	3,6%
Logística	(24)	(10)	(14)	140,0%
TOTAL COSTO NO CRUDO	(449)	(484)	36	7,4%

Los costos variables disminuyeron en US\$ 49 millones, principalmente por menores costos de energía (GNL, Energía eléctrica, vapor y consumo interno), los cuales disminuyeron en US\$ 83,4 millones, siendo compensado con otros costos indirectos durante el semestre. Por otra parte el aumento de los costos en logística corresponde principalmente a sobrestadía de crudos y productos asociada a compras anticipadas, los cuales están incorporados en evaluación económica.

MARGEN PRIMO

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Productos propios	jun-15	jun-14	Var	Var.%
Ingresos por ventas (MMUS\$)	2.382	3.967	(1.585)	40,0%
Costo de venta primo	(1.709)	(3.426)	1.717	50,1%
Margen primo total	673	541	132	24,4%
MARGEN PRIMO US\$ / Bbl	21,6	16,4	5,2	31,6%

El Margen Primo Unitario aumentó en US\$ 5,2 US\$/Bbl respecto igual periodo del año anterior, lo cual está asociado al comportamiento de los márgenes internacionales para productos derivados del petróleo durante el periodo. El detalle es el siguiente:

Margen Primo - Producción Propia 2015 (US\$/Bbl)							
	ene	feb	mar	abr	may	jun	Promedio
Precio de venta	66,7	71,2	76,3	75,4	84,0	85,1	76,4
Costo materia prima	45,0	47,0	55,0	59,3	61,3	61,7	54,9
Margen US\$/Bbl	21,6	24,2	21,3	16,1	22,7	23,4	21,6

Margen Primo - Producción Propia 2014 (US\$/Bbl)							
	ene	feb	mar	abr	may	jun	Promedio
Precio de venta	121,5	120,9	124,2	122,5	122,0	123,4	122,4
Costo materia prima	105,4	103,6	105,6	105,5	107,2	108,9	106,1
Margen US\$/Bbl	16,1	17,3	18,6	16,9	14,8	14,5	16,4

MARGEN BRUTO

El margen bruto al 30 de junio de 2015 fue de US\$ 359 millones, respecto a los US\$ 245 millones obtenidos en igual período del año anterior, generando una variación neta positiva de US\$ 114 millones.

La variación positiva del Margen Bruto en la línea de Negocio de R&C en US\$ 189 millones al 30 de junio de 2015 versus igual período de 2014, se explica principalmente por el incremento de aproximadamente de 5 US\$/Bbl del margen de refinación entre el primer semestre de 2014 y el primer semestre de 2015, este último período ha mostrado márgenes promedio por sobre los últimos 5 años. A lo anterior se suma una baja en los costos no crudo, principalmente costos de energía (GNL, Energía eléctrica, Vapor, etc.)

La disminución del Margen Bruto de E&P en US\$ 77 millones al 30 de junio de 2015 versus igual período de 2014, se debe principalmente a la disminución de US\$ 23 millones en el margen de Argentina por cambio en el mix de ventas, menor volumen de exportación y menores precios en el mercado local, la disminución de US\$ 22 millones en el margen de Egipto debido al menor precio de crudo de 45% versus el año 2014 lo que impacta negativamente en los ingresos y a la disminución en el margen en E&P Magallanes de US\$ 32 millones por menores ingresos de crudo y raw product por menores precios y volumen que el 2014, además el 2015 no existe prestación de servicios petroleros con respecto al 2014.

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Costos de distribución aumentaron US\$ 10 millones al pasar de US\$ 89 millones al 30 de junio de 2014 a US\$ 99 millones al 30 de junio de 2015 (11,2%).

Los Costos financieros, por su parte, tuvieron un aumento de US\$ 9 millones (10,3%) al pasar de US\$ 87 millones acumulado al 30 de junio de 2014 a US\$ 96 millones al 30 de junio de 2015, aumento dado principalmente en la filial Sipetrol, asociado a la contraprestación por la prórroga del Contrato de UTE en el Área de Magallanes firmado a fines de 2014, lo cual significó un aumento de US\$ 3 millones respecto al período anterior más otros costos financieros por US\$ 4 millones.

El rubro Participación en asociadas disminuyó US\$ 2 millones al pasar de US\$ 8 millones al 30 de junio de 2014 a US\$ 6 millones al 30 de junio de 2015 (25,0%) debido a menores resultados devengados en negocio GNL US\$3 millones compensado por otras variaciones de US\$1 millón.

El rubro impuesto a la renta reflejó un beneficio de US\$ 39 millones al 30 de junio de 2015, lo que se compara con el beneficio de US\$ 46 millones obtenido al 30 de junio de 2014, este menor beneficio de US\$ 7 millones se explica en el siguiente cuadro:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Desglose de impuestos	jun-15	jun-14	Var.	Var. %
Resultados antes de impuestos	94	13	81	634,3%
Impuesto a la renta, Chile	(0)	(0)	0	72,2%
Impuestos pagados en el exterior	(2)	(12)	10	84,8%
Impuestos diferidos	(4)	25	(29)	116,9%
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	44	33	11	32,6%
Utilidad del periodo	132	59	73	124,9%

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 30 de junio de 2015 el total de activos presenta una disminución de US\$ 139 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2014. Esta disminución se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- Una disminución de US\$ 174 millones (81,3%) en la cuenta Otros activos corrientes respecto a diciembre 2014, cuyo principal componente es la cuenta Otros activos financieros corrientes producto de la posición activa de los derivados de coberturas, principalmente Time Spread Swap - TSS que disminuye de US\$ 211 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 22 millones al 30 de junio de 2015, compensado con el saldo no devengado de los Seguros pagados por anticipado a junio de 2015 US\$13 y otros incrementos por US\$ 2 millones.

- Una disminución en la cuenta Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes de US\$ 60 millones (8,6%) respecto a diciembre 2014, se debe principalmente a una disminución en el volumen físico de venta de un 4,5%, complementada con una disminución de un 2,4% en el precio promedio de venta, además de mayores cobranzas durante el periodo.

- Una disminución de US\$ 39 millones (25,3%) en la cuenta Efectivo y equivalentes al efectivo respecto a diciembre 2014, se explica por consecuencia de la posición de cierre diferentes en ambos periodos.

Lo anterior se ve compensado principalmente por:

- Un aumento de US\$ 43 millones en el rubro Activos por impuestos diferidos (5,7%) debido principalmente a la aplicación del Decreto Ley N° 2.398 en ENAP.

- El rubro Inventarios refleja un aumento de US\$ 39 millones (5,3%) con respecto al 31 de diciembre de 2014. Las principales variaciones son el efecto compensado de:

- El mayor valor del Inventario de Crudos para refinación, que aumenta desde US\$ 220 millones a US\$ 348 millones (58,2%) explicado principalmente por un aumento en el volumen de inventarios, que sube desde 730,1 Mm3 en diciembre de 2014 a 836,5 Mm3 (14,6%) al 30 de junio de 2015, y por efecto de un aumento de los precios internacionales del crudo, respecto del 31 de diciembre de 2014.
- Un menor valor del Inventario de Productos, que disminuye de US\$ 448 millones a US\$ 395 millones (11,8%) explicado por una disminución en el volumen de inventario de productos, desde 901,6 Mm3 a 863,6 Mm3 (4,21%) y por un menor precio en el costo unitario de las existencias, respecto del 31 de diciembre de 2014.
- Además de una disminución en el stock de materiales de bodegas y en tránsito por US\$ 36 millones.

- Un aumento de US\$ 21 millones en el rubro Inversiones contabilizadas por el método de la participación (16,5%) debido principalmente a aumento de capital en Geotérmica del Norte S.A. por US\$ 20 millones

- Un aumento de US\$ 10 millones en el rubro Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente (30,3%) debido a US\$ 24 millones por aumento en cuenta por cobrar a Ministerio de Energía asociada a Compensación del Gas en la Región de Magallanes y aumento en saldo por cobrar a GNL Chile asociado estacionalidad de ventas, compensada en parte principalmente por la disminución en Petropower Energía Ltda. por US\$ 10 millones y la disminución con Gasoducto del Pacífico Argentina S.A. por US\$ 3 millones.

PASIVOS

Al 30 de junio de 2015 los pasivos en su conjunto disminuyeron en US\$ 255 millones (5,0%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2014. Las principales variaciones corresponden a:

- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, disminuyeron en US\$ 174 millones (23,8%) principalmente debido a la disminución de las cuentas con proveedores extranjeros por pago de compra de crudo.

- El nivel de otros pasivos financieros no corrientes disminuyó en US\$ 49 millones debido al pago de deuda bancaria con BNP Paribas por MMUS\$ 23 y otros pagos bancarios por US\$ 13 millones más otras variaciones por US\$13 millones.

- Una disminución de US\$ 27 millones (17,2%) en la cuenta Otros pasivos corrientes respecto a diciembre 2014, cuyo principal componente es la cuenta Pasivos por impuestos corrientes que disminuye de US\$ 99 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 79 millones al 30 de junio de 2015, principalmente por una disminución de US\$ 20 millones en la cuenta Impuesto a la Renta por pagar.

- Las Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, disminuyeron en US\$ 20 millones (43,5%) principalmente debido a disminución en las cuentas por pagar a Petropower Energia S.A. por servicios devengados.

PATRIMONIO

- El Patrimonio aumentó en US\$ 116 millones (21,2 %) al 30 de junio de 2015 respecto al 31 de diciembre de 2014, producto del resultado del periodo de US\$ 132 millones, compensado en US\$ 16 millones asociado a 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 30 de junio de 2015 y 2014, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 115 millones al 30 de junio de 2015, que se compara con US\$ 126 millones al 30 de junio de 2014.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 385 millones al 30 de junio de 2015, que se compara con US\$ 158 millones al 30 de junio de 2014. Los flujos de operación varían en forma importante entre un semestre y otro producto de los precios del Crudo Brent a los cuales están indexados los pagos a proveedores y la recaudación de clientes.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 289 millones, que se compara con US\$ 169 millones al 30 de junio de 2014. Esto es debido principalmente a dos factores: por una parte a un aumento de la inversión neta en propiedades, planta y equipo por US\$ 97 millones, a consecuencia del intensivo plan de inversiones en E&P durante el primer semestre 2015 en la zona de Magallanes, las cuales son mayores a las inversiones en obras de infraestructura realizadas en el primer semestre de 2014 y al aumento de capital en Geotérmica del Norte S.A., por US\$ 20 millones.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US\$ 127 millones al 30 de junio de 2015 se compara con el flujo utilizado en actividades de financiación de US\$ 324 millones al 30 de junio de 2014. Esta utilización de efectivo a junio de 2015 se debe principalmente importes procedentes de préstamos a corto plazo US\$ 23 millones y a menores entradas de efectivo por US\$ 150 millones asociado al pago del bono Tipo 144 A pagado con fecha 14 de marzo de 2014.

El detalle de los principales rubros es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	jun-15	jun-14	Var	Var.%
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	385	158	227	144,1%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(289)	(169)	(120)	70,9%
Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación	(127)	(324)	197	60,8%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	(31)	(336)	304	90,7%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(7)	(8)	1	10,9%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(38)	(344)	305	88,8%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	154	469	(316)	67,3%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	115	126	(10)	8,3%

5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 433 millones al 30 de junio de 2015 se compara con los US\$ 311 obtenidos en igual periodo en el año 2014, el detalle es el siguiente:

EBITDA	jun-15	jun-14	Var. US\$	Var.%
Margen Bruto	359	245	113	46%
Otros ingresos, por función	15	21	(6)	28%
Costos de distribución	(99)	(89)	(10)	11%
Gastos de administración	(41)	(40)	(1)	3%
Otros gastos, por función	(42)	(40)	(2)	5%
Resultado Operacional	192	97	95	97%
Depreciación y cuota de agotamiento ⁽¹⁾	202	191	12	6%
Abandono pozos exploratorios ⁽³⁾	15	20	(6)	27%
Estudios geológicos y costos no absorbidos ⁽²⁾	3	2	1	24%
Otras provisiones no operacionales ⁽³⁾	4	(3)	7	213%
Costos de exploración ⁽⁴⁾	17	4	14	353%
EBITDA	433	311	122	39%

⁽¹⁾ Ver Nota 15 letra f) en los estados financieros consolidados

⁽²⁾ Incorporado en el rubro Costo de Ventas

⁽³⁾ Ver Nota 30 en los estados financieros consolidados

Al 30 de junio de 2015 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 302,2 millones, por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 104,1 millones y la Línea Gas y Energía US\$ 26,4 millones; a la misma fecha del año 2014 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 125,3 millones y por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 185,4 millones.

6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

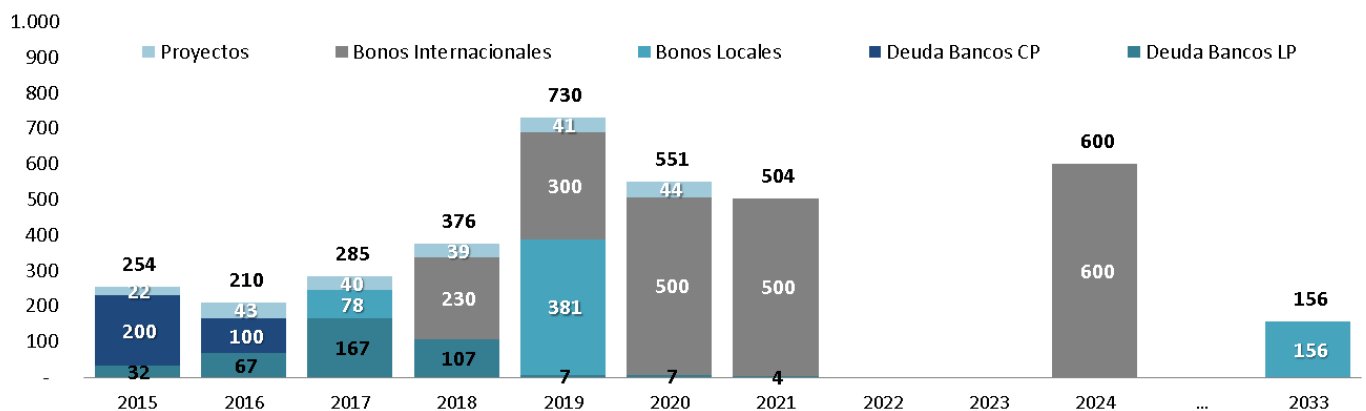
El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de la línea Refinación y Comercialización (R&C) y de la línea Exploración y Producción (E&P) para los ejercicios al 30 de junio de 2015 y 2014:

Cifras en Millones de dólares (US\$)						
Información por segmentos de negocios	R&C	E&P	G&E	R&C	E&P	G&E
	jun-15	jun-15	jun-15	jun-14	jun-14	jun-14
Ingresos actividades ordinarias	2.920	302	176	4.901	357	
Costos de ventas	(2.642)	(254)	(148)	(4.794)	(270)	
Subtotal	278	48	28	107	87	
Resultado ventas interlineas	13	6	0	15	47	
Distribución costos corporativos	(7)	(4)	(1)	(4)	(7)	
Margen bruto	284	50	26	119	126	

Nota: Línea G&E al 31 en año 2014 forma parte de Línea R&C, a Junio de 2014 se estima un margen bruto de US\$24 millones.

7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 30 DE JUNIO de 2015

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		jun-15	dic-14	Var.	Var. %
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	1,42	1,38	0,04	3,0%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,77	0,85	(0,08)	9,6%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		jun-15	dic-14	Var.	Var.%
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	7,34	9,37	(2,03)	21,7%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	5,52	6,33	(0,81)	12,8%
Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	12,58	11,99	0,60	5,0%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	87,42	88,01	(0,60)	0,7%
		jun-15	jun-14	Var.	Var.%
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	4,1	3,3	0,74	22,1%
R.A.I.I.D.A.I.E. ⁽⁶⁾	(Millones US\$)	392	290	102	35,0%

⁽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-15	dic-14	Var.	Var.%
Activos					
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	5.518	5.657	(140)	2,5%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	5.587	5.966	(378)	6,3%
Inventarios					
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	7,56	9,17	(1,61)	17,5%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	1,59	1,31	0,28	21,3%

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

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

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

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

RENTABILIDAD		jun-15	dic-14	Var.	Var.%
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	50,06	41,71	8,35	20,0%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	4,07	2,62	1,44	54,9%

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

⁽²⁾ 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.

Precio del Petróleo Crudo

Durante el primer semestre de 2015, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 59,4 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 45,4% con respecto al promedio del primer semestre de 2014 (108,8 US\$/bbl).

Este gran descenso en el precio se explica por una situación de sobreoferta en el mercado mundial que comenzó en el primer semestre de 2014 y que se intensificó en el segundo semestre de 2014 y en el primer semestre de 2015.

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, Julio 2015) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 92,9 millones de barriles por día (MM bpd) en el primer semestre de 2015, mientras que la oferta mundial fue 95,1 MM bpd, generándose en consecuencia una acumulación de inventarios, a nivel mundial, de 2,2 MM bpd.

MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2015 - 2014
(Cifras en millones de barriles diarios)

	<u>1er. Sem</u> <u>2015</u>	<u>1er. Sem</u> <u>2014</u>	<u>Variación</u>
DEMANDA	92,9	91,6	1,3
OECD	45,8	45,3	0,5
No-OECD	47,1	46,3	0,8
OFERTA	95,1	92,2	2,9
Norteamérica	22,4	20,8	1,6
Resto No-OPEP	35,8	35,3	0,5
LGN y Condensados OPEP	6,3	6,2	0,1
Crudo OPEP	30,6	29,9	0,7
VARIACIÓN INVENTARIOS	2,2	0,6	

Fuente : Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook, Julio 2015"

En cambio, durante el primer semestre de 2014, la situación de sobreoferta fue mucho menos acentuada, con un consumo de 91,6 MM bpd y una oferta de 92,2 MM bpd. La acumulación de inventarios fue sólo de 600.000 bpd en dicho semestre.

En el segundo semestre de 2014, la acumulación de inventarios de crudo subió a 1,2 MM bpd, debido al gran crecimiento de la producción de petróleo no convencional en Estados Unidos y a la decisión de Arabia Saudita, primero, y de la OPEP en su conjunto después, de mantener alta su producción para defender sus participación de mercado, renunciando a su tradicional política de actuar como productor "bisagra" para sostener alto el precio, formalizándose esto en la reunión interministerial de dicha organización en noviembre de 2014.

Durante el primer semestre, la OPEP continuó con su política de alta producción, excediendo con largueza su producción meta de 30 MM bpd, mientras en los Estados Unidos la producción alcanzaba nuevos records históricos (9,6 MM bpd en las últimas semanas del semestre), sin mostrar aún señales de que el descenso del precio haya logrado quebrar el impulso de la producción de petróleo no convencional. Todo esto resultó en un agravamiento de la situación de sobreoferta que mantuvo el precio bajo los 60 US\$/bbl como promedio semestral

Precio de los Productos en la Costa del Golfo

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 2015 en relación a igual período de 2014, siguiendo a grandes rasgos la caída del precio del crudo Brent pero en montos menores en general, lo que se tradujo en márgenes de refinación más altos en relación al primer semestre del año pasado.

El precio de la gasolina promedió 73,7 US\$/bbl en el primer semestre de 2015, bajando así en 37,1% con respecto al mismo periodo en 2014. El precio de la gasolina cayó así menos que el precio del crudo, debido a la sostenida recuperación de la economía de Estados Unidos – el mayor consumidor mundial de este producto – y a la creación de demanda que la misma baja del precio generó.

En el caso del precio del diesel, el promedio del primer semestre de 2015 fue 74,4 US\$/bbl, esto es, 39,7% menor al promedio del primer semestre del año pasado. Aunque en menor grado que en el caso de la gasolina, en el caso del diesel también el impacto negativo de la baja del precio del crudo fue compensado parcialmente por creación de demanda.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 47,7 US\$/bbl en el primer semestre de 2015, con una baja de 47,4% con respecto al primer semestre de 2014. El precio del fuel oil N° 6 bajó proporcionalmente algo más que el petróleo crudo debido al menor consumo de este producto como combustible marítimo, y también debido a menores exportaciones al mercado del Asia.

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 60-80%.

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 Africa, siendo los principales proveedores Brasil, Ecuador, y Angola. 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 65 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un impacto en resultados de US\$ 65 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 propuesta 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.