



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 septiembre 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 septiembre 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 septiembre de 2015 ascendente a US\$ 240 millones, situación que se compara con la utilidad alcanzada al 30 de septiembre de 2014 de US\$ 100 millones (variación de US\$ 140 millones). Este incremento en los resultados se explica principalmente por una variación positiva de US\$ 215 millones en el margen bruto, alcanzando los US\$ 584 millones al 30 de septiembre de 2015. Por otra parte, el EBITDA generado al 30 de septiembre de 2015 fue de US\$ 665 millones, lo que se compara con US\$ 468 millones generados en igual periodo del año anterior. El patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 788 millones al 30 de septiembre de 2015, incrementándose en US\$ 242 millones respecto al 31 de diciembre de 2014.

La variación de US\$ 215 millones en el margen bruto de ENAP se explica principalmente por un aumento de US\$ 278 millones en la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C), una disminución de US\$ 82 millones en la Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P) y US\$ 19 millones de la nueva Línea de Negocio de Gas y Energía (G&E), que se presenta a partir de este año.

La variación positiva del Margen Bruto de la línea de Negocio de R&C se explica por el incremento de aproximadamente 6 US\$/Bbl del margen de refinación al tercer trimestre de 2015 comparado al mismo período de 2014. A esto se suma el costo de compra promedio de la materia prima que pasó de 105 US\$/Bbl al 30 de septiembre de 2014 a 53 US\$/Bbl al 30 de septiembre 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\$ 82 millones al 30 de septiembre de 2015 versus igual período de 2014, se debe principalmente a la disminución de US\$ 17 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\$ 37 millones en el margen de Egipto debido al menor precio de crudo de 47% versus el año 2014 lo que impacta negativamente en los ingresos y a la disminución en el margen en E&P Magallanes de US\$ 33 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. Compensado levemente por US\$ 2 millones de aumento de margen en Ecuador asociados a mayores ingresos de crudo por mayor volumen y precio y una disminución de US\$ 3 millones de distribución de costos corporativos.

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	sep-15	sep-14	Var	Var.%
Ingresos de actividades ordinarias	4.966	7.693	(2.727)	35,4%
Costos de ventas	(4.382)	(7.324)	2.942	40,2%
Margen bruto	584	369	215	58%
Otros ingresos, por función	18	24	(6)	25,0%
Costos de distribución	(150)	(136)	(14)	10,3%
Gasto de administración	(62)	(60)	(2)	3,3%
Otros gastos, por función	(44)	(48)	4	8,3%
Otras ganancias (pérdidas)	0	1	(1)	100,0%
Ingresos financieros	4	6	(2)	33,3%
Costos financieros	(143)	(132)	(11)	8,3%
Participación en asociadas	12	10	2	20,0%
Diferencias de cambio	(1)	(10)	9	90,0%
Utilidad antes de impuestos	218	24	194	808,3%
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias	22	76	(54)	71,1%
Utilidad del periodo	240	100	140	140,0%
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	1	1	0	0,0%
Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora	239	99	140	141,4%

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	sep-15	dic-14	Var	Var.%
ACTIVOS	5.530	5.654	(124)	2,2%
Efectivo y equivalentes al efectivo	283	154	129	83,8%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	573	700	(127)	18,1%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	48	33	15	45,5%
Inventarios	656	741	(85)	11,5%
Activos por impuestos corrientes	63	82	(19)	23,2%
Otros activos financieros corrientes	46	211	(165)	78,2%
Otros activos corrientes	9	3	6	200,0%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	147	127	20	15,7%
Propiedades, planta y equipo, neto	2.812	2.753	59	2,1%
Activos por impuestos diferidos	802	761	41	5,4%
Otros activos no corrientes	91	89	2	2,2%
PASIVOS	4.751	5.111	(360)	7,0%
Otros pasivos financieros corrientes	482	459	23	5,0%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	460	730	(270)	37,0%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	23	46	(23)	50,0%
Otros pasivos corrientes	126	157	(31)	19,7%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.330	3.372	(42)	1,2%
Otros pasivos no corrientes	330	347	(17)	4,9%
PATRIMONIO	779	543	236	43,5%

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS				
Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	sep-15	sep-14	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	3.596	5.916	(2.320)	39,2%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	575	800	(225)	28,1%
Ingresos por ventas E&P	467	549	(82)	14,9%
Ingresos por ventas gas natural importado	217	326	(109)	33,3%
Ingresos por ventas de servicios	35	0	35	
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	4.966	7.693	(2.727)	35,4%

La disminución en los ingresos por venta de productos propios (US\$ 2.320 millones), se explica principalmente por la reducción del precio internacional de los productos el que pasó de un promedio de 121,5 US\$/Bbl a 75,7 US\$/Bbl (37,7%). Compensado con una baja de 2,5% en el volumen de venta de producción propia el cual paso de 7.762,8 Mm³ a 7.572,6 Mm³.

Con respecto a la venta de producto importados de R&C (Diésel, Gasolinas y Petróleo Combustible), éstas totalizaron una venta de 1.358,7 Mm³ acumulado a Septiembre del año 2015, lo cual se compara con los 1.175,7 Mm³ del mismo periodo del ejercicio anterior, este aumento de un 15,6% 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 121,9 US\$/Bbl a 76,1 US\$/Bbl, lo que a nivel de ingresos representa una disminución de US\$ 225 millones entre ambos periodos comparados.

Las ventas de gas natural alcanzaron los 20,9 millones de MMBTU a septiembre de 2015, levemente inferior a los 22,1 millones de MMBTU de venta al tercer trimestre de 2014, la baja en el volumen de venta de gas natural obedeció principalmente al término del contrato de industriales con Gas Valpo.

Los ingresos por venta en E&P disminuyeron en US\$ 82 millones originado principalmente en Argentina US\$ 56 millones por cambio en el mix de ventas, menor volumen de exportación y menores precios en el mercado local y la disminución de US\$ 36 millones en Egipto debido al menor precio de crudo versus el año 2014. Compensado en parte por un aumento en Ecuador de US\$ 7 millones asociados a mayores ingresos de crudo por mayor volumen y precio.

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\$ 77,5 millones (US\$ 53,4 millones al tercer trimestre de 2014).

COSTOS DE VENTAS

En línea con la baja en los ingresos, los costos de ventas de ENAP al 30 de septiembre de 2015 disminuyeron en US\$ 2.942 millones, aumentando el margen de beneficio bruto a 12%, 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	sep-15	%	sep-14	%	Var
Ingresos de actividades ordinarias	4.966	100%	7.693	100%	(2.727)
Costos de ventas	(4.382)	-88%	(7.324)	-95%	2.942
Margen bruto	584	12%	369	5%	215

La baja en el costo de venta (US\$ 2.942 millones) se explica principalmente por la variación de los siguientes conceptos:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costo de venta desagregados	sep-15	sep-14	Var	Var.%
Costos por compra de crudo	(2.552)	(5.121)	2.570	50,2%
Costos operacionales no crudo	(644)	(686)	43	6%
Costo de producción E&P	(366)	(356)	(10)	2,7%
Costos de compra de productos	(545)	(774)	229	30%
Costo de venta de crudo	(75)	(102)	27	26,6%
Costo por venta de gas natural	(201)	(285)	84	29%
TOTAL COSTO DE VENTA	(4.382)	(7.324)	2.942	40,2%

El costo de compra de crudo disminuyó US\$ 2.570 millones (50,2%) lo que se explica por una baja en el precio del costo promedio de la materia prima que pasó de 105,0 US\$/Bbl al 30 de septiembre del año 2014 a 53,3 US\$/Bbl al 30 de septiembre 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 7.762,8 Mm³ al 30 de septiembre de 2014 a 7.572,6 Mm³ al 30 de septiembre de 2015.

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

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	sep-15	sep-14	Var	Var.%
Costos variables	(306)	(365)	60	16,4%
Costos fijos	(179)	(181)	2	1,1%
Depreciación	(128)	(125)	(3)	2,4%
Logística	(31)	(15)	(16)	106,7%
TOTAL COSTO NO CRUDO	(644)	(686)	43	6,2%

Los costos variables disminuyeron en US\$ 60 millones, principalmente por menores costos de energía (GNL, Energía eléctrica, vapor y consumo interno). 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	sep-15	sep-14	Var	Var.%
Ingresos por ventas (MMUS\$)	3.596	5.916	(2.320)	39,2%
Costo de venta primo	(2.552)	(5.120)	2.569	50,2%
Margen primo total	1.044	796	249	31,3%
MARGEN PRIMO US\$ / Bbl	22,5	16,5	6,0	36,7%

El Margen Primo Unitario aumentó en 6,0 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	jul	ago	sep	Promedio
Precio de venta	66,7	71,2	76,3	75,4	84,0	85,1	84,1	74,5	65,3	75,8
Costo materia prima	45,0	47,0	55,0	59,3	61,3	61,7	60,7	48,2	41,8	53,3
Margen US\$/Bbl	21,6	24,2	21,3	16,1	22,7	23,4	23,4	26,3	23,4	22,5

Margen Primo - Producción Propia 2014 (US\$/Bbl)										
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	Promedio
Precio de venta	121,5	120,9	124,2	122,5	122,0	123,4	125,5	118,5	114,3	121,4
Costo materia prima	105,4	103,6	105,6	105,5	107,2	108,9	108,7	103,1	96,7	105,0
Margen US\$/Bbl	16,1	17,3	18,6	16,9	14,8	14,5	16,8	15,4	17,6	16,5

MARGEN BRUTO

El margen bruto al 30 de septiembre de 2015 fue de US\$ 584 millones, respecto a los US\$ 369 millones obtenidos en igual período del año anterior, generando una variación neta positiva de US\$ 215 millones.

La variación positiva del Margen Bruto de la línea de Negocio de R&C se explica por el incremento de aproximadamente 6 US\$/Bbl del margen de refinación al tercer trimestre de 2015 comparado al mismo período de 2014. A esto se suma el costo de compra promedio de la materia prima que pasó de 105 US\$/Bbl al 30 de septiembre de 2014 a 53 US\$/Bbl al 30 de septiembre 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\$ 82 millones al 30 de septiembre de 2015 versus igual período de 2014, se debe principalmente a la disminución de US\$ 17 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\$ 37 millones en el margen de Egipto debido al menor precio de crudo de 47% versus el año 2014 lo que impacta negativamente en los ingresos y a la disminución en el margen en E&P Magallanes de US\$ 33 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. Compensado levemente por US\$ 2 millones de aumento de margen en Ecuador asociados a mayores ingresos de crudo por mayor volumen y precio y una disminución de US\$ 3 millones de distribución de costos corporativos.

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Costos de distribución aumentaron US\$ 14 millones al pasar de US\$ 136 millones al 30 de septiembre de 2014 a US\$ 150 millones al 30 de septiembre de 2015 (10,3%). Debido a mayores costos de personal por US\$ 7 millones, mayores costos de fletes marítimos por US\$ 4 millones y mayores costos de contratos logísticos por US\$ 3 millones.

Los Costos financieros, por su parte, tuvieron un aumento de US\$ 11 millones (8,3%) al pasar de US\$ 132 millones acumulado al 30 de septiembre de 2014 a US\$ 143 millones al 30 de septiembre de 2015, aumento dado 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\$ 6 millones respecto al período anterior más otros costos financieros consolidados por US\$ 5 millones, principalmente por aplicación de tasa de descuentos a provisiones financieras de largo plazo.

Los Otros ingresos, por función disminuyeron US\$ 6 millones al pasar de US\$ 24 millones al 30 de septiembre de 2014 a US\$ 18 millones al 30 de septiembre de 2015 (25,0%). Esta disminución se explica por menores ingresos asociados con participación en el negocio de Petropower Energía Ltda. Por US\$ 4 millones y menores ingresos en filial Ecuador 2014, por reverso de provisiones.

El rubro Participación en asociadas aumentó US\$ 2 millones al pasar de US\$ 10 millones al 30 de septiembre de 2014 a US\$ 12 millones al 30 de septiembre de 2015 (25,0%).

La diferencia de cambio pasó de un saldo negativo de US\$ 10 millones al 30 de septiembre de 2014 a US\$ 0,3 millones negativos al 30 de septiembre de 2015. Ambos valores incorporan el 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.

Adicionalmente, dado que la cobertura de las cuentas por cobrar se inicia entre 7 y 10 días antes de que se origine la cuenta por cobrar, fecha en la cual toma precio el inventario, la contrapartida a esta cobertura en el período terminado al 30 de septiembre de 2015, compensado los costos de cobertura, dado la depreciación del peso chileno.

El rubro impuesto a la renta reflejó un beneficio de US\$ 22 millones al 30 de septiembre de 2015, lo que se compara con el beneficio de US\$ 76 millones obtenido al 30 de septiembre de 2014, este menor beneficio de US\$ 54 millones se explica en el siguiente cuadro:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Desglose de impuestos	sep-15	sep-14	Var.	Var.%
Resultados antes de impuestos	218	23	195	832,1%
Impuestos pagados en el exterior	(9)	(20)	11	54,9%
Impuestos diferidos	(26)	32	(58)	179,5%
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	57	63	(7)	10,6%
Utilidad del periodo	240	100	140	140,7%

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 30 de septiembre de 2015 el total de activos presenta una disminución de US\$ 118 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\$ 165 millones (78,2%) en la cuenta Otros activos financieros respecto a diciembre 2014, producto de la posición de cierre de los derivados de coberturas, principalmente Time Spread Swap - TSS que disminuye desde US\$ 211 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 42 millones al 30 de septiembre de 2015, compensado con US\$ 4 que corresponde a porción corto plazo de recepción de bonos de nación Argentina por programa Petróleo plus.
- Una disminución en la cuenta Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes de US\$ 127 millones (18,1%) respecto a diciembre 2014, se debe principalmente a una disminución de un 24,4% en el precio promedio de venta compensada con, un aumento en el volumen físico de venta de un 6,5%,
- El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$ 85 millones (11,5%) 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 US\$ 53 millones desde US\$ 220 millones a US\$ 273 millones (24,1%) explicado principalmente por un aumento en el volumen de inventarios, que sube desde 730,1 Mm³ en diciembre de 2014 a 908,3 Mm³ (24,4%) al 30 de septiembre de 2015.
 - Un menor valor del Inventario de Productos, que disminuye US\$ 111 millones de US\$ 448 millones a US\$ 337 millones (24,8%) explicado por una disminución en el volumen de inventario de productos desde 901,6 Mm³ a 848,1 Mm³ (5,9%) 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\$ 27 millones

Lo anterior se ve compensado principalmente por:

- Un aumento de US\$ 129 millones (83,8%) en la cuenta Efectivo y equivalentes al efectivo respecto a diciembre 2014, fundamentalmente, asociado a la mayor generación de EBITDA del último trimestre (MMUS\$ 232). En esta oportunidad no fue posible aplicar a pasivos por embarques de crudo, ya que no había embarques que vencieran en los primeros días de octubre con precio ya definido.
- Un aumento de US\$ 59 millones en el rubro Propiedades, planta y equipo, neto que pasa de US\$ 2.753 millones al 30 de septiembre de 2014 a US\$ 2.812 millones al 30 de septiembre de 2015 (2,1%), lo cual corresponde a un efecto compensado entre las adiciones que sumaron MMUS\$ 411, de los cuales corresponden MMUS\$ 270 a inversiones en E&P, menos los gastos por depreciación que ascendieron a MMUS\$ 290 y menos otros movimientos por MMUS\$ 82 millones, principalmente provisión de materiales.
- Un aumento de US\$ 41 millones en el rubro Activos por impuestos diferidos (5,4%) asociado a pérdidas fiscales de ENAP que en el período 2015 alcanzan los US\$124 millones, cuyo crédito alcanza al 65% de

dichas pérdidas. Compensado con una disminución en las pérdidas fiscales de la filial ERSA por US\$ 21 millones y otras variaciones de impuestos diferidos por US\$18 millones.

- Un aumento de US\$ 20 millones en el rubro Inversiones contabilizadas por el método de la participación (15,7%) debido a aumento de capital en Geotérmica del Norte S.A. por US\$ 20 millones.

- Un aumento de US\$ 15 millones en el rubro Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente (45,5%) debido al aumento de US\$ 30 millones en cuenta por cobrar a Ministerio de Energía asociada a Compensación del Gas en la Región de Magallanes, compensada principalmente por la disminución en Petropower Energía Ltda. por US\$ 10 millones, la disminución en saldo por cobrar a GNL Chile asociado estacionalidad de ventas US\$ 3 millones, y la disminución con Gasoducto del Pacífico Argentina S.A. por US\$ 2 millones.

PASIVOS

Al 30 de septiembre de 2015 los pasivos en su conjunto disminuyeron en US\$ 360 millones (7,0%) 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\$ 270 millones (37,0%) principalmente debido a la disminución de las cuentas con proveedores extranjeros por pago de compra de crudo.

- El nivel de otros pasivos financieros corrientes y no corrientes disminuyó en US\$ 19 millones debido amortización de capital de deuda bancaria con BNP Paribas por US\$ 42 millones, compensado principalmente por aumento del pasivo financiero de cobertura de energía eléctrica US\$ 22 millones.

- Una disminución de US\$ 31 millones (19,7%) 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\$ 69 millones al 30 de septiembre de 2015, principalmente por una disminución de US\$ 18 millones en la cuenta Impuesto a la Renta por pagar y una disminución de US\$ 13 millones en impuesto específico a los combustibles.

- Las Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, disminuyeron en US\$ 23 millones (50,0%) principalmente debido a disminución en las cuentas por pagar a Petropower Energia S.A. por servicios devengados.

PATRIMONIO

- El Patrimonio aumentó en US\$ 242 millones (44,3 %) al 30 de septiembre de 2015 respecto al 31 de diciembre de 2014, producto del resultado del periodo de US\$ 240 millones, y en US\$ 2 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 septiembre de 2015 y 2014, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 283 millones al 30 de septiembre de 2015, que se compara con US\$ 174 millones al 30 de septiembre de 2014.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 738 millones al 30 de septiembre de 2015, que se compara con los US\$ 187 millones al 30 de septiembre de 2014. Los flujos de operación varían en forma importante entre el acumulado al tercer trimestre de 2014 comparado al mismo periodo del 2015, 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\$ 431 millones, que se compara con US\$ 259 millones al 30 de septiembre 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\$ 151 millones, a consecuencia del intensivo plan de inversiones en E&P al tercer trimestre 2015 en la zona de Magallanes, las cuales son mayores a las inversiones en obras de infraestructura realizadas al tercer trimestre 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\$ 168 millones al 30 de septiembre de 2015 el que se compara con el flujo utilizado en actividades de financiación de US\$ 211 millones al 30 de septiembre de 2014, la diferencia se debe principalmente producto de un efecto compensado entre menores importes procedentes de préstamos de corto plazo, y menores pagos de préstamos, menores intereses pagados y al aumento de otras entradas de efectivo debido a que se incluyen el 30 de septiembre de 2015 US\$ 3.4 millones por liquidaciones de coberturas y al 30 de junio de 2014 se incluyen US\$ 150 millones por el 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	sep-15	sep-14	Var	Var. %
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	738	187	551	295,2%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(431)	(259)	(172)	66,7%
Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación	(168)	(211)	43	20,4%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	139	(283)	422	149,1%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(10)	(12)	2	19,7%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	129	(295)	425	143,8%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	154	469	(316)	67,3%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	283	174	109	62,8%

5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 665 millones al 30 de septiembre de 2015 se compara con los US\$ 468 obtenidos en igual periodo en el año 2014, el detalle es el siguiente:

EBITDA	sep-15	sep-14	Var. US\$	Var. %
Margen Bruto	584	363	221	61%
Otros ingresos, por función	17	24	(7)	29%
Costos de distribución	(150)	(130)	(19)	15%
Gastos de administración	(62)	(60)	(2)	3%
Otros gastos, por función	(44)	(48)	4	8%
Resultado Operacional	346	149	197	132%
Depreciación y cuota de agotamiento ⁽¹⁾	278	286	(7)	3%
Abandono pozos exploratorios ⁽²⁾	11	21	(10)	49%
Estudios geológicos y costos no absorbidos ⁽³⁾	4	1	3	265%
Otras provisiones no operacionales ⁽⁴⁾	4	4	(0)	6%
Costos de exploración ⁽⁴⁾	21	6	15	237%
EBITDA	665	468	197	42%

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

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

⁽³⁾ Incorporado en el rubro Costo de Ventas

⁽⁴⁾ Ver Nota 29 en los estados financieros consolidados

Al 30 de septiembre de 2015 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 472 millones, por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 173 millones y la Línea Gas y Energía US\$ 20 millones; a la misma fecha del año 2014 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 202 millones y por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 266 millones.

6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

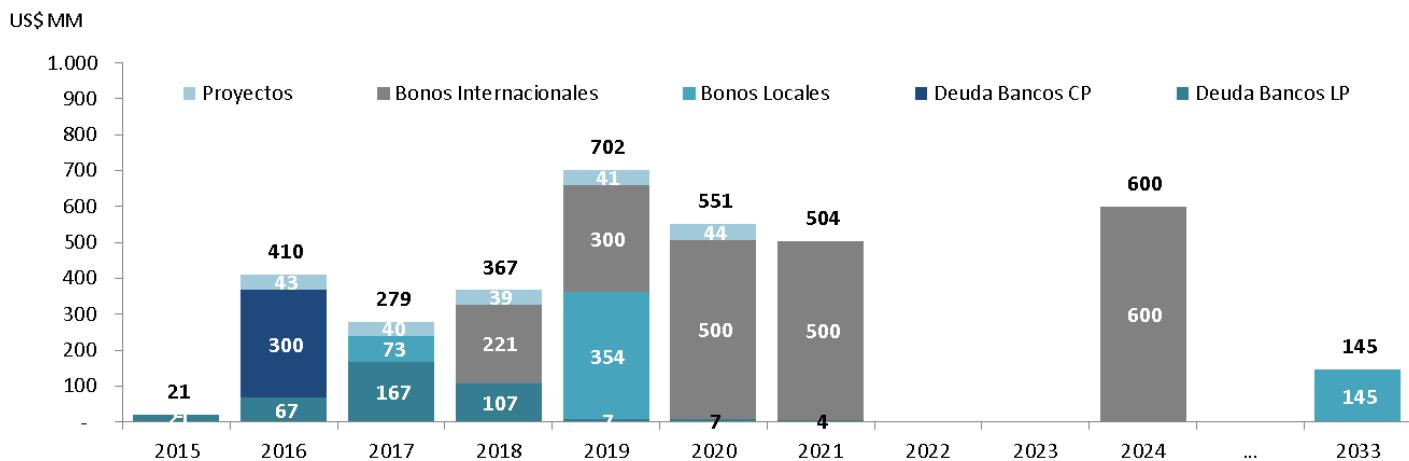
El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de la línea Refinación y Comercialización (R&C) y de la línea Exploración y Producción (E&P) para los ejercicios al 30 de septiembre de 2015 y 2014:

Cifras en Millones de dólares (US\$)						
Información por segmentos de negocios	R&C	E&P	G&E	R&C	E&P	G&E
	sep-15	sep-15	sep-15	sep-14	sep-14	sep-14
Ingresos actividades ordinarias	4.276	467	226	7.147	549	
Costos de ventas	(3.817)	(366)	(204)	(6.973)	(370)	
Subtotal	459	101	22	173	179	
Resultado ventas interlineas	13	5	0	19	13	
Distribución costos corporativos	(9)	(4)	(3)	(7)	(8)	
Margen bruto	463	102	19	185	184	

Nota: Línea G&E al 31 en año 2014 forma parte de Línea R&C.

7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 30 DE SEPTIEMBRE 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	sep-15	dic-14	Var.	Var. %
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	1,54	1,38	0,16	11,3%
Razón Ácida ⁽²⁾	0,94	0,85	0,09	10,2%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO	sep-15	dic-14	Var.	Var. %
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	6,03	9,37	(3,34)	35,6%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	4,39	6,33	(1,94)	30,7%
Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾	12,64	11,99	0,65	5,4%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾	87,36	88,01	(0,65)	0,7%
	sep-15	sep-14	Var.	Var. %
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	4,5	3,3	1,14	34,1%
R.A.I.I.D.A.I.E. ⁽⁶⁾	640	441	199	45,0%

⁽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				
Activos	sep-15	dic-14	Var.	Var.%
Activos totales ⁽¹⁾	5.539	5.657	(119)	2,1%
Activos promedio ⁽²⁾	5.598	5.966	(368)	6,2%
Inventarios	sep-15	dic-14	Var.	Var.%
Rotación de inventarios ⁽³⁾	6,81	9,17	(2,36)	25,8%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	1,76	1,31	0,45	34,7%

⁽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				
	sep-15	dic-14	Var.	Var.%
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	45,51	41,71	3,81	9,1%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	5,23	2,62	(8,93)	340,1%

⁽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

En el período enero-septiembre de 2015, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 56,6 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 47,1% con respecto al promedio de enero-septiembre de 2014 (107,0 US\$/bbl).

Este gran descenso en el precio se explica principalmente 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 a lo largo de 2015.

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (*Short Term Energy Outlook, Octubre 2015*) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 93,6 millones de barriles por día (MM bpd) en enero-septiembre de 2015, mientras que la oferta mundial fue 95,5 MM bpd, generándose en consecuencia una gran acumulación de inventarios, a nivel mundial, de 1,9 MM bpd.

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

	Ene-Sep 2015	Ene-Sep 2014	Variación
DEMANDA	93,6	92,2	1,4
OECD	46,0	45,5	0,5
No-OECD	47,6	46,7	0,9
OFERTA	95,5	92,7	2,8
Norteamérica	22,0	21,0	1,0
Resto No-OPEP	36,3	35,5	0,8
LGN y Condensados OPEP	6,4	6,2	0,2
Crudo OPEP	30,8	30,0	0,8
VARIACIÓN INVENTARIOS	1,9	0,5	

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

Durante enero-septiembre de 2014, en cambio, la situación de sobreoferta fue mucho menos acentuada, con una acumulación de inventarios de 500.000 bpd en dicho período.

Comparando ambos períodos de nueve meses, se aprecia que hubo un notable crecimiento del consumo (1,4 MM bpd) pero que fue superado con creces por el crecimiento de la oferta (2,8 MM bpd), destacando en este último el aumento de 1 MM bpd de la oferta en Norteamérica y el aumento de 1 MM bpd de la producción total de petróleo de la OPEP (petróleo crudo más condensados y más líquidos del gas natural, LGN).

Durante el período enero-septiembre de 2015, la OPEP continuó con su política de alta producción, excediendo en 800.000 bpd su producción meta de petróleo crudo de 30 MM bpd. Por su parte, en los Estados Unidos la producción de petróleo crudo alcanzaba nuevos records históricos - 9,6 MM bpd en las últimas semanas del junio-, si bien comenzó a declinar posteriormente, cerrando el tercer trimestre a 9,1 MM bpd. Con todo, la oferta total de petróleo de Estados Unidos (petróleo crudo más condensados más LGN más biocombustibles y otros) fue 14,9 MM bpd en enero-septiembre 2015, esto es, 1,1 MM bpd mayor que en enero-septiembre 2014.

El precio del Brent subió de 55,2 US\$/bbl en el primer trimestre de 2015, a 63,5 US\$/bbl en el segundo trimestre impulsado por un contra-estacional aumento de la demanda y por mayores riesgos geopolíticos en Libia, Siria-Irak y Yemen. Sin embargo, en julio la tendencia cambió de alza a descenso, por el triple impacto de un referéndum griego rechazando los términos para un rescate financiero de sus socios europeos, seguido por el colapso de la bolsa de valores de Shanghai, y por el acuerdo sobre el programa nuclear de Irán, que permitiría la normalización gradual de las exportaciones de crudo de la República Islámica. En agosto y septiembre el precio del Brent continuó la caída iniciada en julio, promediando 51,2 US\$/bbl en el tercer trimestre.

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 período enero-septiembre 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 año pasado.

El precio de la gasolina promedió 72,4 US\$/bbl en enero-septiembre de 2015, bajando así en 37,9% 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 período enero-septiembre de 2015 fue 70,8 US\$/bbl, esto es, 41,7% menor al promedio de enero-septiembre 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 44,4 US\$/bbl en el período enero-septiembre de 2015, con una baja de 50,4% con respecto a igual período de 2014. El precio del fuel oil N° 6 bajó así proporcionalmente más que el petróleo crudo debido a una mayor oferta en Estados Unidos, por los altos niveles de refinación, y 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.