



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2014

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Clasificado de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, al 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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 30 de septiembre de 2014 de US\$ 100 millones, situación que se compara con la utilidad alcanzada al 30 de septiembre de 2013 de US\$ 109 millones (variación de US\$ 9 millones). Este cambio en los resultados se explica principalmente por una variación en el margen bruto de US\$ 161 millones, el cual retrocedió desde US\$ 515 millones al 30 de septiembre de 2013, a US\$ 354 millones al 30 de septiembre de 2014, compensado con mejor resultado no operacional y una utilidad por impuesto de US\$111, asociado principalmente a los efectos de la capitalización de los resultados 2013 de la filial Enap Sipetrol S.A. y a la aplicación del Oficio N°2150/2014 del Ministerio de Hacienda.

Por otra parte el EBITDA generado al 30 de septiembre de 2014 fue de US\$ 468 millones, lo que se compara con los US\$ 599 millones generados al 30 de septiembre de 2013.

El patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 544 millones al 30 de septiembre de 2014, incrementándose en US\$ 313 millones respecto al 31 de diciembre de 2013, producto de la utilidad del período, abono en resultados acumulados de US\$ 113 millones por efectos de la reforma tributaria y abono neto del periodo en reservas de cobertura por US\$102 millones.

Las razones que explican la variación de US\$ 161 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\$ 153 millones de dólares y en la Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P) cuantificadas en una disminución de US\$ 8 millones.

En términos de las variables operativas, a septiembre del presente año, la Línea de negocios de Refinación y Comercialización (R&C) evidenció un comportamiento similar al que presentó en el período 2013. A pesar de una leve baja en la tasa de utilización promedio de Refinerías desde 76,4% a 76,0%, la línea R&C a septiembre de 2014 logró una mayor venta de producción propia. Destaca la mayor producción de Gasolinas y Diesel. Por otra parte, R&C ha logrado reducir el nivel de inventario de crudos y productos en 7,4% respecto del promedio físico registrado en 2013 en similar periodo, mejorando de esta forma su requerimiento de capital de trabajo.

No obstante lo anterior, los ingresos disminuyeron debido a que el mercado internacional ha presentado un comportamiento marcadamente negativo durante el año, lo que se ha revertido solamente hacia finales del tercer trimestre. Como reflejo de esta situación, el margen para la gasolina regular en la costa del Golfo de USA (referencia para el precio de la gasolina 93) resultó ser de 9,5 US\$/bbl respecto del crudo Brent, vs 11,5 US\$/bbl observados en 2013. En el caso del diesel, la disminución del margen en la costa del Golfo con respecto al crudo Brent fue más severa, bajando de 17,9 US\$/bbl a septiembre de 2013 a 14,6 US\$/bbl en enero-septiembre de 2014. Por su lado, el margen por venta de gas natural fue

significativamente menor a septiembre de 2014 respecto a igual período de 2013, debido a un mayor costo del gas natural licuado.

En la línea E&P, las mejoras operacionales y de gestión quedan descritas por: a) mayores ingresos en Enap Magallanes debido a mayores ventas de crudo dado el aumento de un 36% en la producción respecto del año 2013 y mayores ingresos por reembolso de compras de gas; b) mayores ingresos en Egipto como consecuencia del éxito de la campaña de exploración en el activo East Ras Qattara en el 2013 y 2014 con incrementos de un 26% en los niveles de producción respecto mismo período del año 2013.

En contraste con lo anterior, se obtuvieron mayores costos de energía y combustibles debido a las compras de gas a terceros para asegurar el abastecimiento en la región de Magallanes. Asimismo existen mayores costos de depreciación y agotamiento en Argentina, dado que al 30 de septiembre, se encuentran en proceso la extensión de los activos de Área Magallanes y Pampa del Castillo.

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|--|---------------|---------------|--------------|--------------|
| ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES | sep-14 | sep-13 | Var | Var.% |
| Ingresos de actividades ordinarias | 7.692 | 8.595 | (903) | 10,5% |
| Costos de ventas | (7.338) | (8.080) | 742 | 9,2% |
| Margen bruto | 354 | 515 | (161) | 31% |
| Otros ingresos, por función | 24 | 33 | (9) | 27,3% |
| Costos de distribución | (121) | (134) | 13 | 9,7% |
| Gasto de administración | (60) | (64) | 4 | 6,3% |
| Otros gastos, por función | (48) | (61) | 13 | 21,3% |
| Otras ganancias (pérdidas) | 1 | 0 | 1 | indet. |
| Ingresos financieros | 6 | 4 | 2 | 50,0% |
| Costos financieros | (132) | (146) | 14 | 9,6% |
| Participación en asociadas | 10 | 17 | (7) | 41,2% |
| Diferencias de cambio | (10) | (18) | 8 | 44,4% |
| Utilidad antes de impuestos | 23 | 144 | (121) | 84,0% |
| Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias | 76 | (35) | 111 | 317,1% |
| Utilidad del período | 100 | 109 | (9) | 8,3% |
| Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras | 1 | 1 | 0 | 0,0% |
| Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora | 99 | 108 | (9) | 8,3% |

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|--|---------------|---------------|--------------|---------------|
| ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA | sep-14 | dic-13 | Var | Var.% |
| ACTIVOS | 5.941 | 6.274 | (333) | 5,3% |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 174 | 469 | (295) | 62,9% |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes | 829 | 996 | (167) | 16,8% |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente | 17 | 33 | (16) | 48,5% |
| Inventarios | 1.229 | 1.301 | (72) | 5,5% |
| Activos por impuestos corrientes | 82 | 29 | 53 | 182,8% |
| Otros activos corrientes | 78 | 4 | 74 | 1850,0% |
| Otros activos no financieros, no corrientes | 48 | 49 | (1) | 2,0% |
| Inversiones contabilizadas por el método de la participación | 132 | 117 | 15 | 12,8% |
| Propiedades, planta y equipo, neto | 2.586 | 2.637 | (51) | 1,9% |
| Activos por impuestos diferidos | 723 | 560 | 163 | 29,1% |
| Otros activos no corrientes | 43 | 79 | (36) | 45,6% |
| PASIVOS | 5.397 | 6.043 | (646) | 10,7% |
| Otros pasivos financieros corrientes | 461 | 486 | (25) | 5,1% |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 1.109 | 1.533 | (424) | 27,7% |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente | 53 | 46 | 7 | 15,2% |
| Otros pasivos corrientes | 144 | 174 | (30) | 17,2% |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 3.295 | 3.416 | (121) | 3,5% |
| Otros pasivos no corrientes | 335 | 388 | (53) | 13,7% |
| PATRIMONIO | 544 | 231 | 313 | 135,5% |

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|--|---------------|---------------|------------------|--------------|
| | sep-14 | sep-13 | Var. US\$ | Var.% |
| Ingresos por ventas productos propios | 5.910 | 6.076 | (166) | 2,7% |
| Ingresos por ventas productos importados | 800 | 1.741 | (941) | 54,0% |
| Ingresos por ventas E&P | 549 | 480 | 69 | 14,4% |
| Otros ingresos | 433 | 298 | 135 | 45,3% |
| TOTAL INGRESOS ORDINARIOS | 7.692 | 8.595 | (903) | 10,5% |

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 7.692 millones al 30 de septiembre de 2014, los cuales se comparan con US\$ 8.595 millones al 30 de septiembre de 2013.

Los ingresos por venta de productos propios alcanzaron a US\$ 5.910 millones, inferiores a los US\$ 6.076 millones de venta de producción propia al 30 de septiembre de 2013 (2,7%). La razón principal de esta disminución en el ingreso es consecuencia de que el precio de venta promedio de productos propios disminuyó de 125,3 US\$/Bbl a 121,4 US\$/Bbl, compensado muy levemente por la producción que aumentó desde 7.747,4 Mm3 a 7.762,8 Mm3 (0,2%).

El aumento en el volumen de venta de producción propia se explica por el incremento del 0,39% en el volumen de ventas de diesel, 6,03% en gasolinas y un 14,21% de LPG. Por su parte existe una baja en el volumen vendido de producción propia de petróleo combustible de un 7,17%

Los ingresos por venta en E&P se incrementaron en US\$ 34 millones principalmente por mayores ingresos por venta de crudo y gas en Magallanes y Egipto. En Magallanes y Egipto los ingresos se incrementaron en US\$ 39 millones respecto al 30 de septiembre de 2013, lo cual se explica principalmente por: i) un aumento de la producción de crudo en Magallanes de un 36% respecto al año 2013, también se obtuvo mayor reembolso por compras de gas al 30 de septiembre de 2014 vs 2013, ii) incremento en los ingresos por producción de crudo en Egipto de un 26%.

En E&P la producción total alcanzó los 14,8 millones de barriles equivalentes (BOE) superior a los 14,2 millones de barriles equivalentes (BOE) producidos al 30 de septiembre de 2013. Asimismo, la producción de petróleo se incrementó de 9,3 millones de barriles equivalentes producidos el año 2013 a 9,9 millones de barriles equivalentes producidos el año 2014. Este aumento se concentra en Egipto debido a los buenos resultados de la campaña de perforación realizada en el 2013 y 2014. Por otro lado la producción de gas se mantuvo sin variación respecto del año 2013 con 4,9 millones de barriles equivalentes (BOE).

Por otra parte en este período se produjeron dos ventas de crudo off-shore por un total de US\$102 millones, el precio de la transacción corresponde al precio de mercado del commodity.

El margen primo total de producción propia que corresponde a los ingresos por ventas de productos propios menos el costo de materia prima tuvo una variación negativa de 12,4% al 30 de septiembre de 2014 comparado con igual período de 2013, esta caída en el margen primo es producto de un comportamiento marcadamente negativo de los márgenes internacionales para productos derivados del petróleo durante el año, entre los meses de enero a septiembre 2014. El detalle es el siguiente:

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|--------------------------------------|-------------|-------------|--------------|-------------|
| Productos propios | sep-14 | sep-13 | Var | Var. % |
| Ingresos por ventas (MMUS\$) | 5.910 | 6.076 | (166) | 2,7% |
| Costo de venta primo | (5.120) | (5.175) | 55 | 1,1% |
| Margen primo total | 790 | 901 | (111) | 12,4% |
| MARGEN PRIMO US\$ / Bbl | 16,5 | 18,1 | (1,6) | 9,1% |

El margen para la gasolina regular en la costa del Golfo de USA resulto ser de 9,5 US\$/bbl respecto del crudo Brent, vs 11,5 US\$/bbl observados entre los meses enero y septiembre 2013 y un deterioro más severo se observó en el caso del margen del diesel en la costa del Golfo con respecto al crudo Brent, que bajó de 17,9 US\$/bbl a septiembre de 2013 a 14,6 US\$/bbl en enero- septiembre de 2014.

Al 30 de septiembre 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 1,6 US\$/Bbl, equivalente a un 8,8%.

| 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 Primo - Producción Propia 2013 (US\$/Bbl) | | | | | | | | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----------|
| | ene | feb | mar | abr | may | jun | jul | ago | sep | Promedio |
| Precio de venta | 126,1 | 128,4 | 131,0 | 123,3 | 120,2 | 117,6 | 122,6 | 125,4 | 127,3 | 124,6 |
| Costo materia prima | 107,8 | 113,0 | 107,9 | 104,4 | 101,8 | 101,0 | 102,7 | 108,7 | 111,7 | 106,6 |
| Margen US\$/Bbl | 18,4 | 15,4 | 23,1 | 18,9 | 18,4 | 16,6 | 19,8 | 16,7 | 15,6 | 18,1 |

De acuerdo a lo establecido en la Ley de Presupuestos del Sector Público año 2014 (Ley N°20.713 de diciembre de 2013), el Ministerio de Energía está facultado para compensar a ENAP por un monto máximo anual de M\$ 31.998.845 (MUS\$ 53.401 al tipo de cambio de cierre de septiembre de 2014). Esta compensación cubre el menor valor obtenido de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena en relación a sus costos de ventas (producción y distribución) de acuerdo al procedimiento establecido y podrá considerar el reembolso de recursos adicionales destinados para eventuales compras de gas destinadas a satisfacer la demanda de esa Región.

COSTOS DE VENTAS

En línea con la baja en los ingresos, los costos de ventas de ENAP al 30 de septiembre de 2014 disminuyeron en US\$ 742 millones, y su porcentaje respecto de los ingresos totales de venta por actividades ordinarias sube desde un 94% a un 95%:

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | | |
|--|---------|------|---------|------|-------|
| Ratio Costo de venta a Ingresos de actividades | sep-14 | % | sep-13 | % | Var |
| Ingresos de actividades ordinarias | 7.692 | 100% | 8.595 | 100% | (903) |
| Costos de ventas | (7.338) | -95% | (8.080) | -94% | 742 |
| Margen bruto | 354 | 5% | 515 | 6% | (161) |

Tal como se observa en el cuadro adjunto los menores costos de US\$ 742 millones entre un período y otro en los costos de venta al 30 de septiembre de 2014, se explican principalmente la disminución neta en los costos por compra de productos importados, diesel y productos refinados. Compensado con el aumento de los costos de compra de gas natural y por el costo de una venta de crudo off-shore realizada durante el primer semestre.

Con respecto a las importaciones de productos (diesel, LPG y Gasolinas), estas totalizaron 1.175 Mm³ al 30 de septiembre de 2014, lo cual se compara con los 2.220 Mm³ del período anterior, esta importante disminución de un 47% se explica por menor demanda de diesel por parte de las empresas termoeléctricas, y una baja en la disponibilidad de LPG proveniente de Argentina – Área Magallanes.

Por otra parte el costo de compra de crudo disminuyó US\$ 55 millones (1,1%) lo que se explica por una baja en el precio del costo promedio de la materia prima que pasó de 106,6 US\$/Bbl al 30 de septiembre de 2013 a 105,0 US\$/Bbl al 30 de septiembre de 2014 compensado levemente por un aumento en los metros cúbicos vendidos desde 7.747,4 Mm³ al 30 de septiembre de 2013 a 7.762,8 Mm³ al 30 de septiembre de 2014.

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|--------------------------------------|----------------|----------------|-------------|---------------|
| Costo de venta desagregados | sep-14 | sep-13 | Var | Var. % |
| Costos por compra de crudo | (5.120) | (5.175) | 55 | 1,1% |
| Costos operacionales no crudo | (686) | (741) | 55 | 7% |
| Costo de producción E&P | (371) | (294) | (77) | 26,1% |
| Costos de compra de productos | (774) | (1.664) | 890 | 53% |
| Costo de venta de crudo | (101) | 0 | (101) | indet. |
| Costo por venta de gas natural | (285) | (206) | (79) | 38% |
| TOTAL COSTO DE VENTA | (7.338) | (8.080) | 742 | 9,2% |

La variación de US\$ 55 millones en los costos operacionales no crudo, que al 30 de septiembre de 2014 alcanzaron a US\$ 686 millones de dólares, inferiores a los US\$ 741 millones acumulados a septiembre de 2013, se explica por menores costos unitarios de consumo de energía los cuales disminuyeron en torno al 6%. También afecta la depreciación del peso entre ambos períodos y su efecto en los salarios y otros costos no crudo.

MARGEN BRUTO

El margen bruto al 30 de septiembre de 2014 fue de US\$ 354 millones, respecto a los US\$ 515 millones obtenidos en igual período del año anterior, lo que representa una variación negativa de US\$ 161 millones.

En términos de las variables operativas, a septiembre del presente año, la Línea de negocios de Refinación y Comercialización (R&C) evidenció un comportamiento similar al que presentó en el período 2013. A pesar de una leve baja en la tasa de utilización promedio de Refinerías desde 76,4% a 76,0%, la línea R&C a septiembre de 2014 logró una mayor producción propia. Destaca la mayor producción de Gasolinas y Diesel. Por otra parte, R&C ha logrado reducir el nivel de inventario de crudos y productos en 7,4% respecto del promedio físico registrado en 2013 en similar periodo, mejorando de esta forma su requerimiento de capital de trabajo.

No obstante lo anterior, los ingresos disminuyeron debido a que el mercado internacional ha presentado un comportamiento marcadamente negativo durante el año, lo que se ha revertido solamente hacia finales del tercer trimestre. Como reflejo de esta situación, el margen para la gasolina regular en la costa del Golfo de USA (referencia para el precio de la gasolina 93) resultó ser de 9,5 US\$/bbl respecto del crudo Brent, vs 11,5 US\$/bbl observados en 2013. En el caso del diesel, la disminución del margen en la costa del Golfo con respecto al crudo Brent fue más severa, bajando de 17,9 US\$/bbl a septiembre de 2013 a 14,6 US\$/bbl en enero-septiembre de 2014. Por su lado, el margen por venta de gas natural fue significativamente menor a septiembre de 2014 respecto a igual período de 2013, debido a un mayor costo del gas natural licuado.

La Línea de E&P mantuvo prácticamente en el mismo margen bruto acumulado respecto a septiembre 2013.

VARIACIONES OTROS RUBROS

El rubro Otros gastos por función disminuyó de US\$ 61 millones al 30 de septiembre de 2013 a US\$ 48 millones al 30 de septiembre de 2014 (21,3%). Los estudios geológicos disminuyeron US\$ 6 millones, ya que fueron incurridos en 2013 asociados al Bloque 3J (Ecuador), los pozos secos de exploración y abandonos disminuyeron en US\$ 3 millones debido a una mayor probabilidad de éxito, y los costos de exploración disminuyeron US\$ 3 millones.

Los costos financieros, por su parte, tuvieron una disminución de US\$ 14 millones (9,6%) al pasar de US\$ 146 millones acumulado al 30 de septiembre de 2013 a US\$ 132 millones al 30 de septiembre de 2014 debido principalmente a la disminución de la deuda que mantiene ENAP en préstamos bancarios y cuentas por pagar en US\$ 11 y US\$ 3 millones, respectivamente y otros incrementos por US\$ 1 millón.

La Participación en las ganancias y (pérdidas) de asociadas disminuyó en US\$ 7 millones al 30 de septiembre de 2014, debido a menores resultados de la cartera de inversiones en empresas asociadas y a que el primer semestre de 2013 se reconocían en esta línea los resultados de la operación en Perú.

Los Costos de distribución disminuyeron US\$ 13 millones al pasar de US\$ 134 millones al 30 de septiembre de 2013 a US\$ 121 millones al 30 de septiembre de 2014 (9,7%), por menores costos asociados a fletes marítimos, principalmente.

El concepto diferencia de cambio reflejó una pérdida de US\$ 10 millones al 30 de septiembre de 2014 lo que se compara con la pérdida de US\$ 18 millones al 30 de septiembre 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 beneficio fiscal de US\$ 76 millones al 30 de septiembre de 2014, lo que se compara con el gasto de US\$35 millones obtenido al 30 de septiembre de 2013. El beneficio fiscal a septiembre de 2014 se explica principalmente, debido al abono por US\$ 46 millones a impuesto a la renta con motivo de la autorización por parte del Ministerio de Hacienda de capitalizar los resultados del año 2013 de la filial Enap Sipetrol S.A., con lo cual se canceló la obligación del pago del impuesto DL 2398.

En línea con lo anterior, durante el presente año, el Ministerio de Hacienda resolvió suspender para los años 2014 y 2015 la política de distribución del 100% de las utilidades de las filiales de ENAP, de acuerdo a lo indicado en Oficio N°2150 / 2014. Con esto, la Empresa ha dejado de reconocer la provisión asociada al DL N° 2398, respecto del resultado financiero de la filial Enap Sipetrol S.A., lo que equivale a un abono por US\$34.2 millones.

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|---|------------|------------|--------------|--------------|
| Desglose de impuestos | sep-14 | sep-13 | Var. | Var. % |
| Resultados antes de impuestos | 23 | 144 | (121) | 83,8% |
| Impuesto a la renta | 12 | (25) | 37 | 149,0% |
| Impuesto a la renta | (0) | (2) | 2 | 99,2% |
| Impuestos diferidos | 32 | (6) | 39 | 603,8% |
| Impuestos pagados en el exterior | (20) | (16) | (4) | 25,1% |
| Resultado después de impuesto a la renta | 35 | 120 | (84) | 70,4% |
| Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40% | 64 | (10) | 74 | 735,3% |
| Impuesto a la renta (40%) | 40 | (31) | 70 | 230,0% |
| Impuestos diferidos (40%) | 25 | 20 | 4 | 20,1% |
| Ganancia (pérdida) del ejercicio | 100 | 110 | (10) | 9,0% |
| Participaciones no controladoras | 1 | 1 | (0) | 0,0% |
| Ganancia (pérdida) asociada al controlador | 99 | 108 | (10) | 9,0% |

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 30 de septiembre de 2014 el total de activos presenta una disminución de US\$ 333 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\$ 295 millones (62,9%) en la cuenta Efectivo y equivalentes al efectivo respecto a diciembre 2013, esto se debió a que saldo de caja al 31 de diciembre de 2014 fue inusualmente alto debido a la recepción, en los últimos días de diciembre de los fondos provenientes de la venta de la participación en negocio Primax y por otra parte a la provisión anticipada de fondos por US\$ 150 millones para la amortización, en marzo de 2014, de un bono internacional por US\$ 150 millones. El menor saldo al 30 de septiembre de 2014 es consecuencia, principalmente, del uso de los fondos en la amortización de deuda financiera y con proveedores.

- Una disminución de US\$ 166 millones (16,7%) en la cuenta Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes respecto a diciembre 2013, principalmente en el rubro Deudores por ventas. Esta disminución se explica por una baja en el volumen de ventas físicas equivalentes de septiembre de 2014 respecto a diciembre del 2013 de un 14,9% y por menor precio promedio nominal, estimado a partir de los precios unitarios netos de venta de los meses de septiembre de 2014 y diciembre del 2013 de los productos propios y productos comprados, de un 3,4% (118,3 US\$/Bbl v/s 114,3 US\$/Bbl).

- El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$ 72 millones (5,5%) con respecto al 31 de diciembre de 2013. Las principales variaciones son el efecto de:

- El menor valor del Inventario de Crudos para refinación, que disminuye desde US\$ 593,5 millones a US\$ 500,5 millones (15,7%) explicado principalmente por una disminución en el volumen de inventarios, que baja desde 854,1 Mm3 en diciembre de 2013 a 789,4 Mm3 (7,58%) al 30 de

septiembre 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 94,0 US\$/Bbl (12,6%) al 30 de septiembre de 2014.

- Compensado por un mayor valor del Inventario de Productos, que aumenta desde US\$ 641,4 millones a US\$ 657,1 millones explicado por el aumento en el volumen de inventario de productos, de 812,1 Mm3 a 869,8 Mm3 (2,3%) levemente compensado por un menor precio en el costo unitario de las existencias que disminuye de 116,5 US\$/Bbl a 114,7 US\$/Bbl (1,6%).

- Disminución de US\$ 51 millones (1,9%) en el rubro Propiedades, planta y equipo, neto se explica principalmente por un efecto compensado entre las adiciones que sumaron US\$ 271 millones de los cuales corresponden US\$ 202 millones a inversiones en E&P, menos los gastos por depreciación que ascendieron a US\$ 286 millones y menos abandono de pozos exploratorios US\$ 27 millones y otros por US\$9 millones.

Lo anterior se ve compensado por:

- Un aumento de US\$ 163 millones en el rubro Impuestos diferidos principalmente producto de la aplicación de la Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario lo que generó un cargo por US\$ 113 millones, y por efecto del aumento del activo diferido asociado a la pérdida tributaria durante el período.

- El aumento en la cuenta Otros activos corrientes de US\$ 74 millones (1.850%) respecto a diciembre 2013, correspondientes a una posición activa de los derivados de coberturas y seguros anuales pagados por anticipado.

- El aumento en la cuenta Activos por impuestos corrientes de US\$ 53 millones (182,8%) respecto a diciembre 2013, correspondientes principalmente a Remanente crédito fiscal US\$ 45 millones, Derechos de aduana US\$ 12 millones e impuesto específico a los combustibles US\$ 6 millones, compensado con partidas menores de IVA crédito fiscal US\$ 17 millones y otros.

- Un aumento de US\$ 15 millones en el rubro Inversiones contabilizadas por el método de la participación (12,8%) debido a efectos compensados, por una parte la participación en resultados por US\$ 10 millones, y otros movimientos por US\$ 19 millones compensado por recepción de dividendos US\$ 14 millones.

PASIVOS

Al 30 de septiembre de 2014 los pasivos en su conjunto disminuyeron en US\$ 647 millones (10,7%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2013. Las principales variaciones corresponden a:

- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, disminuyeron en US\$ 424 millones (27,7%) principalmente debido a la disminución de las cuentas con proveedores extranjeros y acreedores varios extranjeros por pago de compra de crudo.

- El nivel de otros pasivos financieros (corrientes y no corrientes) disminuyó en US\$ 146 millones (3,5%). Los Pasivos financieros corrientes disminuyen US\$ 25 millones mientras los Pasivos financieros

no corrientes lo hicieron en US\$ 121 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.

PATRIMONIO

- El Patrimonio de la Empresa aumentó en US\$ 314 millones (135,9%) al 30 de septiembre de 2014 respecto al 31 de diciembre de 2013, producto del resultado del ejercicio de US\$ 99 millones, más los efectos de la reforma tributaria por US\$ 113 millones los cuales de acuerdo con las disposiciones del Oficio Circular N° 856 de la SVS de fecha 17 de octubre de 2014, se contabilizaron con efecto en resultados acumulados y por US\$102 millones de cambios en otros resultados integrales, que corresponden principalmente al reconocimiento del resultado devengado por coberturas de crudo (TSS).

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 30 de septiembre de 2014 y 2013, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 174 millones al 30 de septiembre de 2014, que se compara con US\$161 millones al 30 de septiembre de 2013.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 187 millones al 30 de septiembre de 2014, que se compara con US\$ 339 millones al 30 de septiembre de 2013. Esta disminución corresponde a una baja en los cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios y a la disminución de 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\$ 259 millones, que se compara con US\$ 233 millones al 30 de septiembre de 2013. Esto es debido a un aumento de la inversión neta en propiedades, planta y equipo por US\$ 24 millones, a consecuencia del intensivo plan de inversiones en E&P durante los primeros nueve meses de 2014 en la zona de Magallanes, las cuales son mayores a las inversiones en obras de infraestructura realizadas en igual periodo de 2013.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US\$ 211 millones al 30 de septiembre de 2014 se compara con el flujo proveniente de actividades de financiación de US\$ 123 millones al 30 de septiembre de 2013. Esta utilización de efectivo a septiembre de 2014 se debe principalmente a excedentes de caja producto de la operación del año 2013. Por otra parte al 30 de septiembre 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 los principales rubros es el siguiente:

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|---|---------------|---------------|------------|--------------|
| Estado de Flujo de Efectivo | sep-14 | sep-13 | Var | Var.% |
| Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación | 187 | 339 | (152) | 44,9% |
| Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión | (259) | (233) | (26) | 11,0% |
| Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación | (211) | (123) | (88) | 71,9% |
| Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio | (283) | (17) | (266) | 1565,7% |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | (12) | (3) | (9) | 303,1% |
| Variación de efectivo y equivalentes al efectivo | (295) | (20) | (275) | 1376,3% |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo | 469 | 181 | 288 | 159,1% |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo | 174 | 161 | 13 | 7,9% |

5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 468 millones al 30 de septiembre de 2014 se compara con los US\$ 599 obtenidos en igual período de 2013. Esta disminución de US\$ 130 millones (22,0%) es consecuencia principalmente de la disminución del margen bruto explicado con anterioridad.

| EBITDA | sep-14 | sep-13 | Var. US\$ | Var.% |
|---|---------------|---------------|------------------|--------------|
| Margen Bruto | 354 | 514 | (160) | 31% |
| Otros ingresos, por función | 25 | 33 | (8) | 25% |
| Costos de distribución | (121) | (134) | 13 | 10% |
| Gastos de administración | (60) | (64) | 4 | 7% |
| Otros gastos, por función | (48) | (61) | 13 | 21% |
| Resultado Operacional | 149 | 287 | (138) | 48% |
| Depreciación y cuota de agotamiento ⁽¹⁾ | 286 | 254 | 32 | 12% |
| Abandono pozos exploratorios ⁽²⁾ | 21 | 31 | (10) | 31% |
| Estudios geológicos y costos no absorbidos ⁽³⁾ | 6 | 13 | (7) | 56% |
| Otras provisiones no operacionales ⁽⁴⁾ | 0 | 5 | (5) | 100% |
| Costos de exploración ⁽⁴⁾ | 6 | 9 | (3) | 29% |
| EBITDA | 468 | 599 | (130) | 22% |

⁽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 2014 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 214,9 millones y por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 282,5 millones; a la misma fecha del año 2013 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 352,2 millones y por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 273,7 millones.

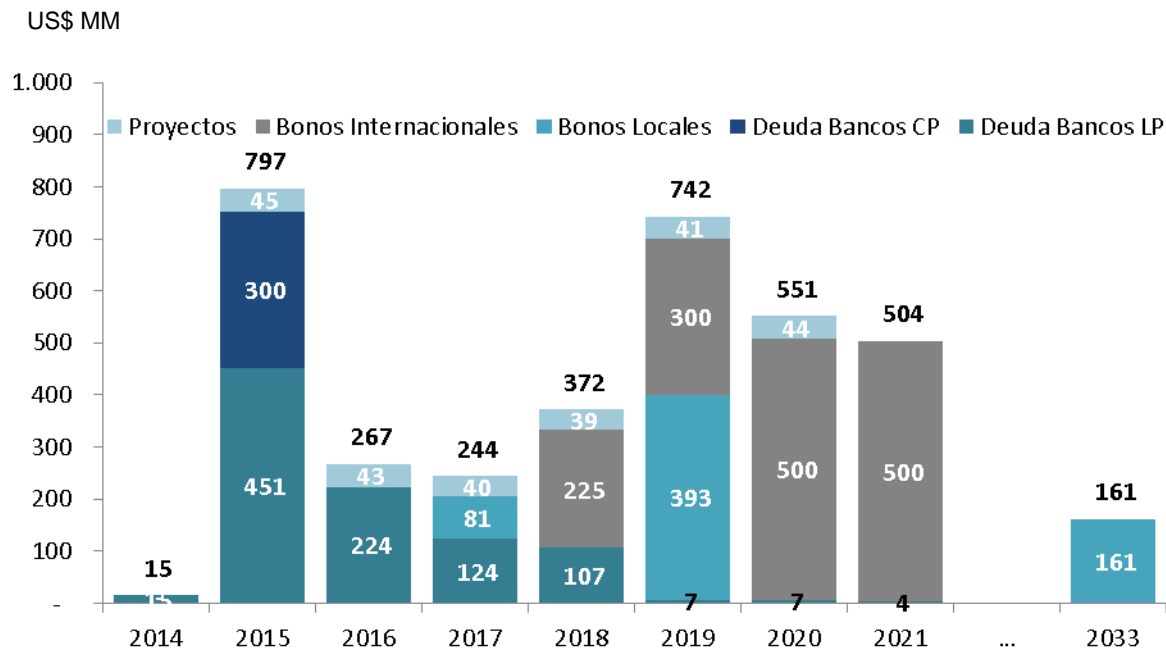
6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

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 2014 y 2013:

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|---------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Información por segmentos de negocios | R&C sep-14 | E&P sep-14 | R&C sep-13 | E&P sep-13 |
| Ingresos actividades ordinarias | 7.147 | 549 | 8.120 | 478 |
| Costos de ventas | (6.973) | (384) | (7.608) | (295) |
| Subtotal | 173 | 165 | 512 | 183 |
| Resultado ventas interlineas | 19 | 13 | (170) | 3 |
| Distribución costos corporativos | (7) | (8) | (5) | (9) |
| Margen bruto | 185 | 169 | 337 | 177 |

7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 | | sep-14 | dic-13 | Var. | Var. % |
|-----------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|
| Liquidez Corriente ⁽¹⁾ | (veces) | 1,36 | 1,26 | 0,10 | 7,8% |
| Razón Ácida ⁽²⁾ | (veces) | 0,67 | 0,68 | (0,02) | 2,4% |

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

| ENDEUDAMIENTO | | sep-14 | dic-13 | Var. | Var. % |
|--|-----------------|--------|--------|---------|--------|
| Razón de endeudamiento ⁽¹⁾ | (veces) | 9,92 | 26,21 | (16,28) | 62,1% |
| Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾ | (veces) | 6,44 | 14,68 | (8,24) | 56,1% |
| Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾ | (porcentaje) | 12,26 | 12,44 | (0,18) | - |
| Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾ | (porcentaje) | 87,74 | 87,56 | 0,18 | - |
| | | sep-14 | sep-13 | Var. | Var. % |
| Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾ | (veces) | 3,3 | 3,7 | (0,39) | 10,5% |
| R.A.I.I.D.A.I.E. ⁽⁶⁾ | (Millones US\$) | 441 | 545 | (103) | 19,0% |

⁽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 | | sep-14 | dic-13 | Var. | Var. % |
|---|-----------------|--------|--------|--------|--------|
| Activos | | sep-14 | dic-13 | Var. | Var. % |
| Activos totales ⁽¹⁾ | (Millones US\$) | 5.941 | 6.274 | (333) | 5,3% |
| Activos promedio ⁽²⁾ | (Millones US\$) | 6.108 | 6.293 | (186) | 2,9% |
| Inventarios | | sep-14 | dic-13 | Var. | Var. % |
| Rotación de inventarios ⁽³⁾ | (veces) | 7,33 | 7,60 | (0,27) | 3,5% |
| Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾ | (meses) | 1,64 | 1,58 | 0,06 | 3,7% |

⁽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-14 | dic-13 | Var. | Var. % |
|--|--------------|--------|--------|---------|--------|
| Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾ | (porcentaje) | 33,47 | 93,14 | (59,68) | 64,1% |
| Rentabilidad de activos ⁽²⁾ | (porcentaje) | 2,06 | 2,13 | (0,07) | 3,4% |

⁽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.

Situación de Oferta y Demanda

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (“*Short Term Energy Outlook*”, *Octubre 2014*) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 91,2 millones de barriles por día (MM bpd) en el período enero-septiembre de 2014, aumentando 1,0 MM bpd con respecto a igual lapso de 2013. El crecimiento se debió al dinamismo del consumo en las naciones en desarrollo, que subió 1,3 MM bpd, contrastando con la disminución de 300.000 bpd del consumo en la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OECD), afectada aún por los efectos de la recesión en Europa.

MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2014 - 2013 (Cifras en millones de barriles diarios)

| | Ene-Sep 2014 | Ene-Sep 2013 | Variación |
|------------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------|
| DEMANDA | 91,2 | 90,2 | 1,0 |
| OECD | 45,6 | 45,9 | -0,3 |
| No-OECD | 45,6 | 44,3 | 1,3 |
| OFERTA | 91,6 | 89,9 | 1,7 |
| Norteamérica | 20,9 | 19,1 | 1,8 |
| Resto No-OPEP | 34,9 | 34,6 | 0,3 |
| LGN y Condensados OPEP | 6,1 | 6,1 | 0,0 |
| Crudo OPEP | 29,7 | 30,1 | -0,4 |
| VARIACIÓN INVENTARIOS | 0,4 | -0,3 | |

Fuente : Departamento de Energía, EE.UU., "*Short Term Energy Outlook October 2014*"

Según la misma fuente, la oferta mundial de petróleo fue de 91,6 MM bpd en enero-septiembre de 2014 creciendo en 1,7 MM bpd en relación al nivel observado en enero-septiembre de 2013. Destaca aquí el crecimiento de la oferta en Norteamérica (+1,8 MM bpd), gracias al desarrollo de la producción de petróleo no convencional (*tight oil*) en Estados Unidos, que compensó con creces la disminución de la producción de petróleo crudo de la OPEP (-400.000 bpd). Es esta última baja incidió principalmente la gran caída de la producción en Libia (-700.000 bpd), que no logró ser compensada por los aumentos de la producción de Arabia Saudita, Irak e Irán.

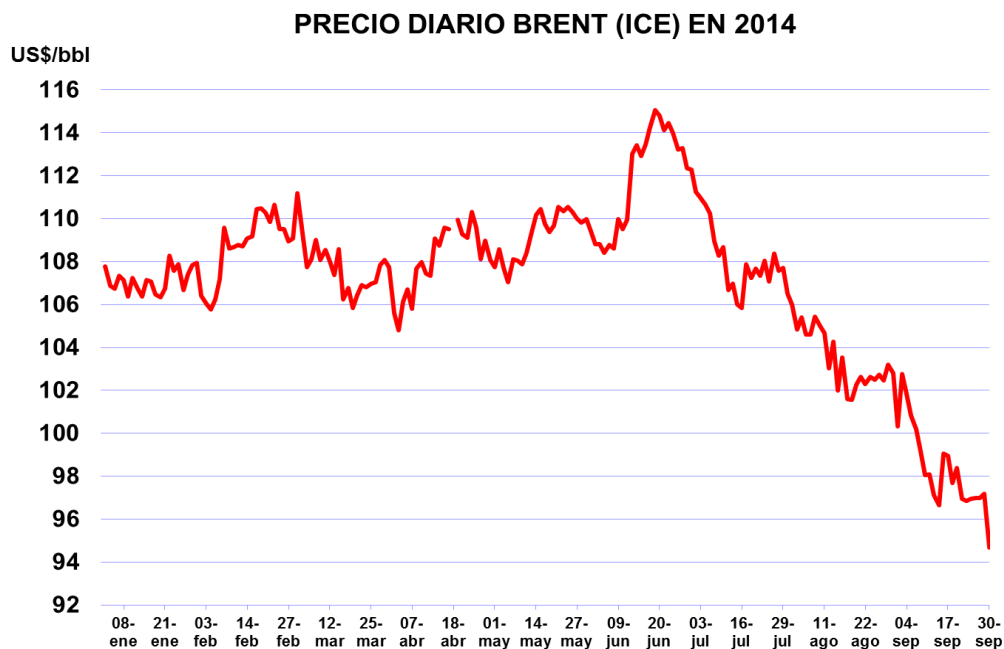
El exceso de producción sobre consumo en el primer semestre de 2014 se tradujo así en una acumulación de inventarios de 400.000 bpd a nivel mundial.

Precio del Petróleo Crudo

Durante el período enero-septiembre de 2014, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 107,0 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 1,4% con respecto al promedio registrado en igual lapso de 2013 (108,5 US\$/bbl).

El menor precio del petróleo crudo en enero-septiembre de 2014, comparado con el nivel en 2013, se debió al vigoroso aumento de la producción mientras que el crecimiento de la demanda se fue debilitando a medida que se avanzaba en el año, con una economía china mostrando indicadores de una desaceleración más rápida de lo previsto mientras que en Europa la tónica era de estancamiento de la actividad económica, si bien se logró alejar el espectro de un colapso financiero de la eurozona.

Así, el aumento de la oferta de petróleo superó el crecimiento de la demanda en el periodo enero-septiembre de 2014, acumulándose inventarios al ritmo de 400.000 bpd, los que comenzaron a reponer los niveles muy deprimidos de fines de 2013 luego del colapso de la producción de petróleo de Libia en el segundo semestre de ese año. El precio se movió en una banda 106-110 US\$/bbl hasta mediados de junio, cuando la irrupción desde Siria de una radical milicia armada islamista, el Estado Islámico, que logró rápidos avances conquistando parte importante del norte de Irak, hizo escalar el precio hasta superar los 115 US\$/bbl, ante la perspectiva de un colapso del gobierno de Irak.



Sin embargo hacia mediados de julio, contenido el avance arrollador del Estado Islámico, con inventarios creciendo sostenidamente y con las expectativas económicas más pesimistas debido a la desaceleración de China y el estancamiento de Europa, comenzó a debilitarse el precio, invirtiendo de ascendente a descendente su tendencia dominante. En agosto y septiembre, importantes aumentos de la producción en Nigeria, Libia y Angola agudizaron la tendencia declinante del precio del Brent, que terminó el periodo que se reseña a 94,7 US\$/bbl, 14,6% menos que al cierre de 2013.

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 2014 en relación a igual período de 2013, siguiendo la pauta declinante del precio del crudo Brent, aunque las

bajas de precios fueron proporcionalmente mayores lo que se tradujo en márgenes de refinación más bajos en relación a enero-septiembre del año pasado.

Durante el período que se reseña el precio de la gasolina promedió 116,6 US\$/bbl, bajando así en 1,7% con respecto a igual período de 2013. La prohibición de exportar la producción de crudo estadounidense les permitió a las refinerías de la Costa del Golfo contar con materia prima local a menor costo y operar a una alta tasa de ocupación de su capacidad, incrementando substancialmente la oferta de gasolina a pesar de un menor margen con respecto al precio del Brent.

En el caso del precio del diesel, el promedio de enero-septiembre 2014 fue 121,4 US\$/bbl, esto es, 3,5% menor al promedio comparable del año pasado. Además de la alta producción de las refinerías de la Costa del Golfo, nuevas refinerías y ampliaciones en Rusia y el Asia Pacífico aumentaron la oferta de diesel a nivel mundial lo que hizo caer el precio de este producto, debilitado además por el feble desempeño de la economía europea, su mayor mercado.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 89,6 US\$/bbl durante enero-septiembre de 2014, con una baja de 4,2% con respecto al mismo período de 2013. El precio cayó fuertemente, en relación al año pasado debido a una reducción del consumo en transporte marítimo, por menores importaciones de petróleo de Estados Unidos y por crecientes restricciones a su consumo en algunas zonas costeras en Norteamérica y Europa, mientras que las altas tasas de refinación en Estados Unidos incrementaron la oferta.

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, África occidental y el Mar del Norte, siendo los principales proveedores Brasil, Colombia, Ecuador, Argentina, Angola 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. 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.

Adicionalmente, la compañía ha efectuado operaciones del tipo Swap de Diferencial, el cual tiene por objetivo fijar el precio de aquellos embarques indexados a marcadores diferentes al marcador Brent ICE, por ejemplo WTI.

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.