ANALISIS RAZONADO
A LOS ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS

CORRESPONDIENTE AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2013

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO Y FILIALES

**ANALISIS RAZONADO DEL ESTADO
DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO INTERMEDIO
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013.**

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

RESUMEN EJECUTIVO

ENAP alcanzó una utilidad en el período ascendente a US$ 110 millones, situación que se compara positivamente con la pérdida al 30 de septiembre de 2012, la que alcanzó a US$ 236 millones (variación positiva de US$ 346 millones entre un período y otro). Este cambio en los resultados se explica por una variación en el Margen Bruto, el que pasó de una pérdida de US$ 6 millones a septiembre 2012 a una utilidad de US$ 515 millones a septiembre 2013 (variación de US$ 521 millones). Esta variación en el margen es consecuencia principalmente de menores Costos de ventas por US$ 488 millones. Por otra parte, el EBITDA generado al tercer trimestre de 2013 alcanzó a US$598 millones, lo que se compara positivamente con el EBITDA generado en el mismo periodo de 2012, el que ascendió a US$37 millones. El patrimonio de ENAP llega a US$224 millones al cierre de septiembre 2013, incrementándose en US$ 141 millones respecto diciembre 2012.

Las principales razones que explican la variación positiva a nivel de margen bruto de US$521 millones, están directamente relacionadas con la operación de Enap Refinerías S.A. (US$ 466 millones). En efecto, la variación de US$ 466 millones en Enap Refinerías S.A., se explica por: a) un aumento en los volúmenes de venta de gas natural comercializados por Enap Refinerías S.A. y una reducción en el costo de este hidrocarburo, situación que generó una variación importante en el margen de comercialización de este producto, principalmente durante el primer trimestre de este año; b) menores costos de energía debido principalmente al menor costo del gas natural, generándose una baja los costos de vapor e hidrógeno; c) una mayor tasa de utilización en ambas Refinerías, permitiendo a su vez, una mayor amortización de los costos fijos de operación; d) mayores ingresos de venta de producción propia, a consecuencia del incremento en los niveles de refinación en ambas Refinerías en el año 2013, lográndose así no sólo una mayor amortización de los costos fijos de operación, sino también la captura del margen de refinación en volúmenes mayores respecto a la alternativa de importación de combustibles; Finalmente Enap Sipetrol S.A. tuvo mejores rendimientos en todos los países donde opera, destacando la mayor venta de crudo de las operaciones en Argentina las cuales revirtieron los márgenes negativos de 2012.

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

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US$) **ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES**	**sep-13**	**sep-12**	**Var. US$**	**Var.%**
Ingresos de actividades ordinarias	8.595	8.562	33	0,4%
Costos de ventas	(8.080)	(8.568)	488	5,7%
Margen bruto	**515**	**-6**	**521**	**8683,3%**
Otros ingresos, por función	33	22	11	50,0%
Costos de distribución	(135)	(122)	(13)	10,7%
Gasto de administración	(64)	(65)	1	1,5%
Otros gastos, por función	(61)	(51)	(10)	19,6%
Otras ganancias (pérdidas)	0	2	(2)	100,0%
Ingresos financieros	4	4	0	0,0%
Costos financieros	(146)	(152)	6	3,9%
Participación en asociadas	17	28	(11)	39,3%
Diferencias de cambio	(18)	(30)	12	40,0%
Utilidad (pérdida), antes de impuestos	144	(370)	514	138,9%
(Gasto) beneficio por impuestos a las ganancias	(35)	134	(169)	126,1%
Utilidad (pérdida) del período	**110**	**(236)**	**346**	**146,6%**
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	1	1	0	0,0%
Utilidad (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	109	(237)	346	146,0%

Cifras en Millones de dólares (US$) **ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA**	**sep-13**	**dic-12**	**Var. US$**	**Var.%**
ACTIVOS	**6.234**	**6.312**	**(78)**	**1,2%**
Efectivo y equivalentes al efectivo	161	181	(20)	11,0%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	945	909	36	4,0%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	27	59	(32)	54,2%
Inventarios	1.470	1.498	(28)	1,9%
Activos por impuestos corrientes	51	110	(59)	53,6%
Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta	174	6	168	2800,0%
Otros activos corrientes	32	15	17	113,3%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	112	223	(111)	49,8%
Propiedades, planta y equipo, neto	2.601	2.648	(47)	1,8%
Activos por impuestos diferidos	563	557	6	1,1%
Otros activos no corrientes	98	106	(8)	7,5%
PASIVOS	**6.010**	**6.229**	**(219)**	**3,5%**
Otros pasivos financieros corrientes	1.107	1.142	(35)	3,1%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.259	1.521	(262)	17,2%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	109	65	44	67,7%
Otros pasivos corrientes	163	177	(14)	7,9%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.015	3.013	2	0,1%
Otros pasivos no corrientes	357	311	46	14,8%
PATRIMONIO	**224**	**83**	**141**	**169,9%**

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Ingresos de Actividades Ordinarias

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US$ 8.595 millones al tercer trimestre del año 2013, los cuales se comparan con US$ 8.562 millones de igual periodo 2012. El volumen de ventas medido en metros cúbicos, al 30 de septiembre de 2013 ascendió a 9.767,1 Mm^3 en línea con los 9.722,1 Mm^3 de volumen de ventas al 30 de septiembre de 2012, por otra parte los precio de venta promedio, referida a la paridad de importación, llegaron a los US$125,1 US$/Bbl. Los ingresos de la línea E&P se incrementaron en US$162 millones principalmente por mayores ingresos por venta de crudo y gas en Argentina.

El margen primo total que corresponde a los ingresos por ventas de productos propios menos el costo de materia prima generó una variación positiva en el margen primo de 48,0% al tercer trimestre de 2013 comparado con igual periodo del año 2012, de acuerdo al siguiente detalle:

Cifras en Millones de dólares (US$)				
Productos propios	**sep-13**	**sep-12**	**Var. US$**	**Var.%**
Ingresos por ventas	6.075	5.501	574	10,4%
Costo de venta primo	(5.175)	(4.893)	(282)	5,8%
Margen primo total	900	608	292	48,0%
MARGEN PRIMO US$ / Bbl	**18,1**	**11,5**	**6,6**	**57,3%**

Los ingresos por venta de productos propios alcanzaron a US$ 6.075 millones, superior a los US$ 5.501 millones (10,4%) de venta de producción propia al tercer trimestre de 2012. La razón principal de este aumento en el ingreso es consecuencia de la colocación de un mayor volumen, al mantener ambas refinerías a máxima capacidad de utilización, aumentando la producción propia a venta de 6.908,8 Mm^3 a 7.580,8 Mm^3.

El aumento en el volumen de venta de producción propia se explica por el incremento del 10% en el volumen de ventas de diesel, 16% en gasolinas, 31% en petróleos combustibles compensado lo anterior con una disminución 49% en LPG. Este importante aumento en el volumen de venta de producción propia (9,70%), respecto al mismo periodo anterior, se debió al aumento del nivel de actividad de las refinerías, a partir de una demanda contratada de gasolinas del 100% de la demanda nacional en el 2013, y a una reducción del abastecimiento a través de productos importados (volumen 2013 vs volumen 2012 del 23,9%). Este “mix” de una mayor producción propia respecto al abastecimiento de productos importados afectó positivamente el margen final del negocio.

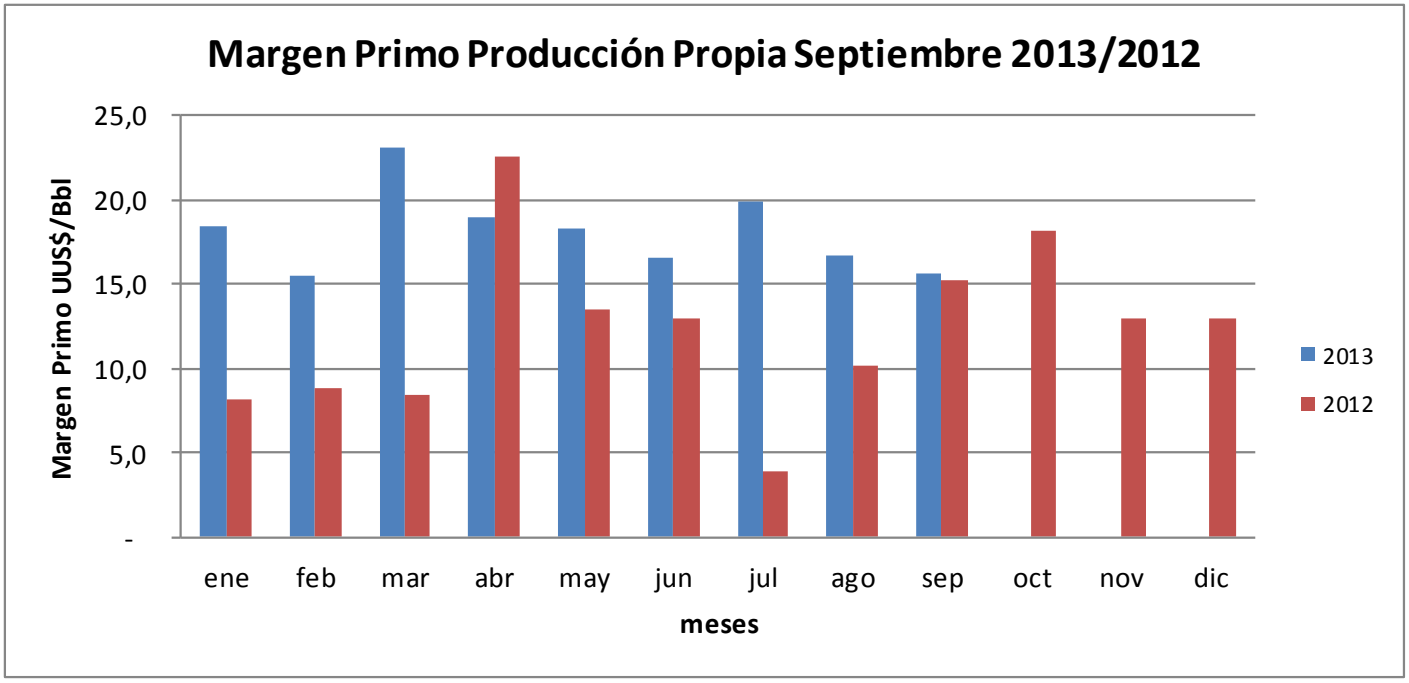
ENAP a partir del presente año y por medio de la Ley de Presupuesto del Sector Público, ha reconocido ingresos por venta al 30 de septiembre de 2013 por un total de MUS$45.639, relacionados con la compensación por el menor valor obtenido en las ventas de gas producido en la Región de Magallanes.

El comportamiento mensual de los precios menos el costo de materia prima de la producción propia vendida, medido en US$/Bbl, al tercer trimestre de los ejercicios 2013 y 2012:

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

Margen Primo - Producción Propia 2012 (US$/Bbl)										
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	Prom. al 3er trim.
Precio de venta	123,4	121,8	131,7	134,8	128,0	117,3	111,3	122,5	132,3	124,8
Costo materia prima	115,3	113,0	123,3	112,2	114,5	104,4	107,4	112,3	117,1	113,3
Margen US$/Bbl	8,1	8,8	8,4	22,6	13,5	12,9	3,9	10,2	15,2	11,5

Como se puede apreciar, el margen primo promedio al tercer trimestre del año aumentó 6,6 US$/Bbl desde los 11,5 US$/Bbl a los 18,1 US$/Bbl, lo que representa un 57,3% de aumento respecto al tercer trimestre 2012.



COSTOS DE VENTAS

Cifras en Millones de dólares (US$)				
Ratio Costo de venta a Ingresos de actividades	**sep-13**	**%**	**sep-12**	**%**
Ingresos de actividades ordinarias	8.595	100%	8.562	100%
Costos de ventas	(8.080)	-94%	(8.568)	-100%
Margen bruto	515	6%	(6)	0%

Tal como se observa en el cuadro anterior, los costos de ventas al tercer trimestre del ejercicio 2013 disminuyeron en US$ 488 millones, lo que generó una variación en el margen bruto equivalente a 6 puntos porcentuales. Esta variación positiva es consecuencia principalmente de una mayor tasa de utilización de ambas Refinerías y menores costos de energía a asociados al consumo de gas natural.

En el cuadro que sigue, se observa de manera clara el efecto que genera el cambio de la política de sustitución de compra de productos importados, por la de producción propia, lo que se tradujo en una baja en el costo de venta total de US$ 488 millones. En efecto, por una parte se produce un incremento de los costos de compra de crudo equivalente a US$ 282 millones, lo cual se ve contrarrestado principalmente por una baja en el costo de compra de los productos importados, equivalente a US$ 688 millones y a una baja en el costo por ventas de gas natural de US$115 millones.

Cifras en Millones de dólares (US$)				
Costo de venta desagregados	**sep-13**	**sep-12**	**Var. US$**	**Var.%**
Costos por compra de crudo	(5.175)	(4.893)	(282)	5,8%
Costos no crudo	(741)	(721)	(20)	2,8%
Costo de producción E&P	(294)	(281)	(13)	4,5%
Costos de compra de productos	(1.664)	(2.352)	688	29,3%
Costo por venta de gas natural	(206)	(321)	115	35,8%
TOTAL COSTO DE VENTA	**(8.080)**	**(8.568)**	**488**	**5,7%**

Los costos operacionales no crudo, alcanzaron al tercer trimestre del ejercicio 2013 a US$ 741 millones, superiores a los US$721 millones (2,8%) acumulados al mismo periodo del ejercicio 2012, este incremento es significativamente menor al incremento en la tasa de utilización de ambas Refinerías, que ascendió a un 9,7% de mayor volumen procesado, y se explica principalmente por un menor costo de la energía asociado a los cambios en los contratos de GNL que rigen a partir del año 2013 a pesar de tener un mayor consumo de energía en el periodo, el detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US$)				
Detalle Costos no crudo	**sep-13**	**sep-12**	**Var. US$**	**Var.%**
Costos variables	(419)	(430)	11	2,5%
Costos fijos	(183)	(165)	(18)	10,9%
Depreciación	(123)	(112)	(11)	9,8%
Logística	(16)	(14)	(2)	14,3%
TOTAL COSTO NO CRUDO	**(741)**	**(721)**	**(20)**	**2,8%**

MARGEN BRUTO

El margen bruto al 30 de septiembre de 2013 experimentó un incremento de US$ 521 millones, cuya explicación se fundamenta por un incremento en la tasa de utilización de ambas Refinerías para abastecer una mayor demanda anual contratada que considera el abastecimiento del 100% de la demanda nacional de gasolinas, generándose una reducción de importaciones de productos y una mayor amortización de costos fijos de operación que contribuyeron al incremento del margen del negocio. Por la existencia de mayores volúmenes de gas natural a precio inferiores, lo cual redujo costos variables de refinación tales como vapor e hidrógeno, conjuntamente, con incrementar el margen de comercialización del gas natural. Por la existencia de mejor margen internacional de refinación, lo que se tradujo en precios de venta más altos en relación al marcador Brent. Por un menor costo de materia prima comparado con el marcador Brent para el crudo. Adicionalmente, las inversiones en Argentina, revirtieron los márgenes negativos de 2012, debido a una mayor venta de crudo.

Variaciones otros rubros

Los Costos de distribución aumentaron de US$ 122 millones al tercer trimestre de 2012 a US$ 135 millones a igual periodo 2013 debido principalmente a un aumento de los fletes marítimos y fletes asociados al trasporte de productos por vía terrestre.

El incremento de US$10 millones en Otros gastos, por función corresponde a un mayor cargo a resultados por pozos exploratorios sin reservas comercialmente explotables por US$21 millones, y menores cargos asociadas a bajas de propiedad, planta y equipo por US$7 millones y otras provisiones no operacionales por US$4 millones.

Los costos financieros, por su parte, tuvieron una leve disminución de US$ 6 millones (3,7%) al pasar de US$ 152 millones acumulado al 30 de septiembre 2012 a US$ 146 millones en igual periodo en el año 2013.

El concepto diferencia de cambio reflejó una pérdida de US$ 18 millones al 30 de septiembre 2013. Este valor recoge principalmente 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.

Participación en las ganancias y (pérdidas) de asociadas disminuyó en US$ 11 millones al 30 de septiembre 2013. Principalmente por reconocimiento de una pérdida devengada de GNL Chile S.A. por US$ 6 millones y otras variaciones menores.

El rubro impuesto a la renta reflejó un gasto de US$ 35 millones al 30 de septiembre 2013, lo que se compara con el beneficio de US$134 millones obtenido al tercer trimestre de 2012, esta variación se origina en los resultados explicados anteriormente y su detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US$)				
Desglose de impuestos	**sep-13**	**sep-12**	**Var.**	**Var.%**
Resultados antes de impuestos	**144**	**(370)**	**515**	**139,0%**
Impuesto a la renta	(24)	121	(145)	119,8%
Impuesto a la renta	(2)	(1)	(1)	100,0%
Impuestos diferidos	(6)	136	(142)	104,4%
Impuestos pagados en el exterior	(16)	(14)	(2)	14,3%
Resultado después de impuesto a la renta	**120**	**(249)**	**370**	**148,3%**
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	(10)	13	(23)	176,9%
Impuesto a la renta (40%)	(30)	19	(49)	257,9%
Impuestos diferidos (40%)	20	(6)	26	433,3%
Ganancia (pérdida) del período	**110**	**(236)**	**347**	**146,7%**
Participaciones no controladoras	1	1	0	0,0%
Ganancia (pérdida) asociada al controlador	**109**	**(237)**	**347**	**146,1%**

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

Al 30 de septiembre del 2013 el total de activos presenta una disminución de US$ 78 millones (1,2%) con relación al existente al 31 de diciembre de 2012. Esta disminución se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

Una disminución de US$ 111 millones en el rubro Inversiones contabilizadas por el método de la participación (49,8%) la cual se compone de una disminución de US$104 millones asociada a las sociedades Primax S.A. la cual forma parte de la venta de la filial Manu Perú Holding S.A., y Primax Holding S.A., luego que con fecha 20 de agosto de 2013, la matriz ENAP, ha aceptado una oferta vinculante efectuada por Romero Trading S.A., una sociedad anónima constituida y existente bajo las leyes de la República del Perú, para la adquisición de estas sociedades. Adicionalmente se produjeron otras disminuciones por US$ 7 millones.

Una disminución de US$ 59 millones (53,5%) en Activos por impuestos corrientes debido a la baja de US$ 110 millones al 31 de diciembre 2012 a US$ 51 millones al 30 de septiembre de 2013, que corresponde principalmente a la recuperación de IVA exportador (crédito fiscal) por US$ 30 millones solicitados a Tesorería General de la República de Chile, devengados en 2012 más otras variaciones en Créditos Fiscales generados tanto en Chile como en el exterior.

La disminución de US$ 47 millones en el rubro Propiedades, planta y equipo, neto (1,8%) debido a la depreciación y cuota de agotamiento del período por US$ 253 millones más otros abonos por abandono de pozos, castigos y costos no absorbidos por US$55 millones, los cuales no pudieron ser compensados totalmente por adiciones de US$ 261 millones. Durante el periodo 2013, se concluyó la obra del terminal marítimo San Vicente, la cual se traspasó al activo depreciable por US$134 millones en enero de 2013 y se activaron mantenciones mayores a las plantas de refinación por US$18,7 millones.

La disminución de US$ 32 millones (54,4%) en el rubro Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes se explica porque al 30 de septiembre las cuentas por cobrar a Primax S.A. se presentan en el rubro Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta lo cual explica una variación de US$28 millones y por otra parte disminuyen las cuentas por cobrar operacionales con GNL Chile S.A. por US$4 millones.

El rubro Inventarios refleja una disminución de US$ 28 millones (1,9%) con respecto al 31 de diciembre de 2012. Las principales variaciones son las siguientes:

- El mayor valor del Inventario de Crudos para refinación, que sube desde US$ 567 millones a US$ 619 (9,2%), explicado principalmente por un incremento en el volumen de inventarios, que sube desde 847,9 Mm3 en diciembre de 2012 a 894,0 Mm3 (5,4%) en septiembre de 2013 complementado con el efecto de una baja de los precios internacionales del crudo, que se refleja en el costo unitario, que pasa desde 104,5 US$/Bbl en diciembre de 2012 a 108,0 US$/Bbl (3,5%) en septiembre de 2013. Este mayor nivel de inventario de crudo tiene por objeto de cubrir la demanda de productos durante el paro de la planta Bio-Bio (mantención mayor) a efectuarse durante el mes de octubre de 2013.

- El menor valor del Inventario de Productos, que disminuye de US$ 816 millones a US$ 778 millones (4,7%), explicado por la disminución en el volumen de inventario de productos, que baja desde 1.050,4 Mm3 a 963,9 Mm3 a (8,2%) compensado por un mayor precio en el costo unitario de las existencias que sube desde 114,1 US$/Bbl a 119,6 US$/Bbl (4,8%).

Lo anterior se ve compensado por:

El aumento en la cuenta Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta en US$ 168 millones respecto al 31 de diciembre de 2012, debido a la incorporación en este rubro de la filial Manu Perú Holding S.A., explicado anteriormente.

El aumento en la cuenta Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes de US$36 millones (4,0%) respecto a diciembre 2012, se debe principalmente a un incremento en Deudores por venta en Argentina por mayores ventas a asociadas a una mayor producción de crudo por US$ 25 millones e ingresos adicionales asociados a incentivos de gas por US$ 6 millones, y otras variaciones por US$ 5 millones.

Respecto al volumen de ventas físicas equivalentes de septiembre de 2013, respecto a diciembre del disminuyen un 22,1% en (desde 1.151,8 Mm^3 a 897,3 Mm^3), lo cual se ve compensado por un aumento en los precios nominales, estimados a partir de los precios unitarios netos de venta de los meses de septiembre del 2013 y diciembre del 2012 de los productos propios y productos comprados, que en promedio aumentan en 12,5% (129,0 US$/Bbl v/s 114,7 US$/Bbl) y por el incremento en el periodo promedio de cobro a septiembre de 2013, comparado con diciembre de 2012 que sube desde 18,9 a 19,8 días. Este mayor periodo promedio de cobro, se explica principalmente por el efecto de la posición de cierre (cobrados primeros días octubre), por lo tanto al 30 de septiembre figuran pendientes de cobro.

Al 30 de septiembre de 2013 los pasivos en su conjunto disminuyeron en US$ 220 millones (3,5%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2012. Las principales variaciones corresponden a:

Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar disminuyeron en US$ 262 millones, pasando de US$ 1.521 millones al 31 de diciembre 2012 a US$ 1.259 millones al 30 de septiembre 2013 (17,2%) que se explica principalmente por menos días de crédito con proveedores de crudo y productos.

El nivel de otros pasivos financieros (corrientes y no corrientes) disminuyó en US$ 33 millones, producto de una disminución en la posición de los pasivos por cobertura de US$26 millones y una disminución de US$ 7 millones en la posición neta de obligaciones bancarias y obligaciones con el público por bonos. La principal modificación de la composición de la deuda, respecto al 31 de diciembre de 2012, correspondió al refinanciamiento de pasivos bancarios con la emisión de un bono en mercado local por un monto de UF 6.000.000 en enero de 2013 equivalente a US$ 290,7 millones.

El Patrimonio de la Empresa aumentó en US$ 141 millones (170 %) en el año 2013 respecto al 31 de diciembre de 2012, producto del resultado del periodo y por efectos de cambios en otros resultados integrales.

ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

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

El saldo final de Efectivo y de Equivalentes al Efectivo alcanzó US$ 161 millones al 30 de septiembre de 2013, que se compara con US$166 millones al 30 de septiembre de 2012.

El flujo de actividades operacionales fue un saldo positivo de US$ 339 millones al tercer trimestre de 2013, que se compara con US$ 129 millones al 30 de septiembre de 2012. Este incremento corresponde a una disminución en las obligaciones con los proveedores por menores costos de ventas durante el periodo, manteniendo los niveles, en las actividades de recaudación y cobranza, respecto al año anterior, adicionalmente se incrementaron los otros pagos por actividades de la operación en US$ 199 millones, principalmente asociado a los pagos por impuesto específico entre un período y otro.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US$ 233 millones, que se compara con US$ 174 millones al 30 de septiembre de 2012. Esto es debido a la compensación de dos factores: por una parte 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 este este año en la zona de Magallanes, las cuales son mayores a las inversiones en obras de infraestructura realizadas en 2012. Por otra parte a menores flujos procedentes de actividades de inversión respecto al período anterior por US$ 39 millones por dividendos y cobros a entidades relacionadas.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US$ 123 millones que se compara con los US$78 millones de flujo neto procedentes de préstamos al 30 de septiembre de 2012. Durante el 2013 se realizó la emisión de bonos locales por un monto de UF 6.000.000, equivalente a US$ 290,7 millones, los cuales se utilizaron íntegramente en el refinanciamiento de pasivos bancarios.

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US$)				
Estado de Flujo de Efectivo	**sep-13**	**sep-12**	**Var. US$**	**Var.%**
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	339	129	210	162,8%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(233)	(174)	(59)	33,9%
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(123)	(78)	(45)	57,7%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	(17)	(123)	106	86,2%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(3)	5	(8)	160,0%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(20)	(118)	98	83,1%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	181	284	(103)	36,3%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	161	166	(5)	3,0%

EBITDA

El EBITDA de la empresa presentó una mejora sustancial en este indicador, alcanzando los US$ 598 millones al 30 de septiembre de 2013 lo que se compara con los US$ 37 millones a la misma fecha del año 2012, este incremento de US$ 561 millones (1.523,8%) es consecuencia principalmente de una mayor tasa de utilización de ambas Refinerías y menores costos de energía a asociados al consumo de gas natural, tal como se detalló anteriormente.

EBITDA	**sep-13**	**sep-12**	**Var. US$**	**Var.%**
Margen Bruto	**514**	**(5)**	**520**	**9806,9%**
Otros ingresos, por función	33	22	11	51,2%
Costos de distribución	(134)	(122)	(12)	10,2%
Gastos de administración	(64)	(65)	1	1,6%
Otros gastos, por función	(61)	(51)	(10)	19,7%
Resultado Operacional	**287**	**(222)**	**509**	**229,2%**
Depreciación y cuota de agotamiento (1)	254	219	35	16,2%
Abandono pozos exploratorios (2)	30	16	14	86,5%
Estudios geológicos y costos no absorbidos (2)	13	17	(4)	23,8%
Otras provisiones no operacionales (3)	5	2	3	116,7%
Costos de exploración (3)	9	6	3	61,8%
EBITDA	**598**	**37**	**561**	**1523,8%**

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

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

(3) Ver Nota 30 en los estados financieros consolidados

Nota: A partir del año 2013 se presenta la linea "costos de distribución", en consecuencia se han reclasificado los valores comparativos.

Los principales segmentos de negocios del Grupo consolidado contribuyen al EBITDA al 30 de septiembre de 2013 en US$ 352 millones por la línea Refinación y Comercialización y US$ 274 millones por la línea Exploración y Producción; a la misma fecha del año 2012 la contribución al EBITDA Consolidado fue de US$ - 133 millones por la línea Refinación y Comercialización y US$ 189 millones por la línea Exploración y Producción.

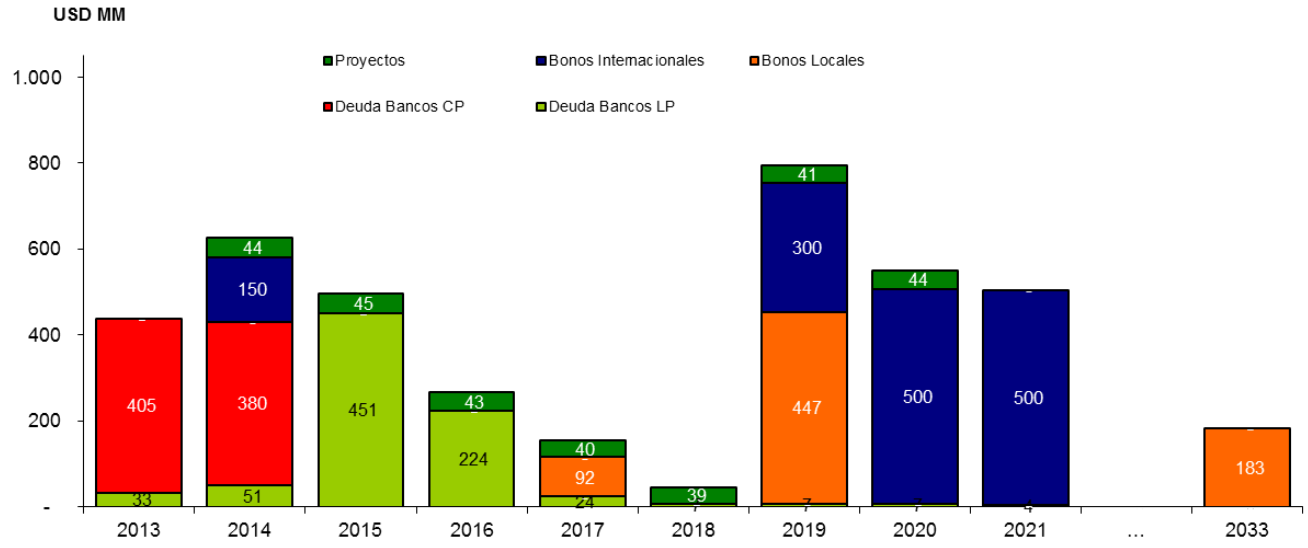
ÍNFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

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 periodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2013 y 2012:

Cifras en Millones de dólares (US$)				
Información por segmentos de negocios	**R&C sep-13**	**E&P sep-13**	**R&C sep-12**	**E&P sep-12**
Ingresos actividades ordinarias	8.117	478	8.246	316
Costos de ventas	(7.780)	(301)	(8.283)	(285)
Subtotal	337	177	(37)	31
Resultado transacciones interlineas	(3)	3	(70)	70
Margen bruto	**334**	**180**	**(107)**	**101**

PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 30 DE SEPTIEMBRE 2013

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



ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

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

LIQUIDEZ		sep-13	dic-12	Var.	Var.%
Liquidez Corriente [1]	(veces)	1,08	0,96	0,13	13,4%
Razón Ácida [2]	(veces)	0,53	0,44	0,09	19,6%

[1] Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		sep-13	dic-12	Var.	Var.%
Razón de endeudamiento [1]	(veces)	26,82	75,39	(48,56)	64,4%
Razón de endeudamiento financiero neto [2]	(veces)	17,31	47,24	(29,93)	63,4%
Razón de endeudamiento, financiero corriente [3]	(porcentaje)	26,85	27,49	(0,65)	2,4%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente [4]	(porcentaje)	73,15	72,51	0,65	0,9%
		sep-13	sep-12	Var.	Var.%
Cobertura gastos financieros [5]	(veces)	3,7	0,0	3,73	Indeterminado
R.A.I.I.D.A.I.E. [6]	(Millones US$)	545	0	545	Indeterminado

[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-13	dic-12	Var.	Var.%
Activos totales [1]	(Millones US$)	6.234	6.312	(79)	1,2%
Activos promedio [2]	(Millones US$)	6.273	6.257	16	0,2%
Inventarios		sep-13	dic-12	Var.	Var.%
Rotación de inventarios [3]	(veces)	5,45	7,78	(2,34)	30,0%
Permanencia de inventarios [4]	(meses)	1,65	1,54	0,11	7,2%

[1] Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

[2] Activos promedio = (Activos Totales del períodoactual + Activos totales año anterior) / 2

[3] Rotación de inventarios = Costo de venta del período / Inventario promedio

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

RENTABILIDAD		sep-13	dic-12	Var.	Var.%
Rentabilidad de patrimonio promedio [1]	(porcentaje)	71,48	(137,70)	209,18	151,9%
Rentabilidad de activos [2]	(porcentaje)	1,75	(5,10)	6,85	134,2%

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

De acuerdo con las normas de la Superintendencia de Valores y Seguros, las inversiones en empresas filiales y coligadas, se valorizan según el método de la participación de las respectivas empresas, según este método, la inversión se registra inicialmente al costo, y es ajustada posteriormente por los cambios posteriores a la adquisición en la parte del inversor, de los activos netos de la participada.

5.- SITUACIÓN DE MERCADO.

En el período enero-septiembre de 2013, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent alcanzó un promedio de 108,5 dólares por barril (US$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, disminuyendo así 3,3% con respecto al promedio enero-septiembre de 2012 (112,2 US$/bbl).

Evolución de oferta y demanda mundiales

Según estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (***Short Term Energy Outlook, October 2013***) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 90,0 millones de barriles por día (MMbpd) en el período enero-septiembre de 2013, aumentando 1,1 MMbpd con respecto a igual período de 2012. El mayor consumo se debió al dinamismo de la demanda en las naciones emergentes del Asia, mientras que la crisis en Europa mantuvo deprimida la demanda en las naciones más desarrolladas. Así, se observa que mientras el consumo conjunto de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OECD) cayó 200.000 barriles por día (bpd), en el resto del mundo se produjo una expansión de 1,3 MMbpd.

De acuerdo a la misma fuente, la oferta mundial de petróleo fue de 90,0 MMbpd en enero-septiembre 2013, creciendo en 700.000 bpd en relación al nivel observado en el enero-septiembre de 2012. En este aumento,

destaca el crecimiento de la producción en Norteamérica (1,5 MMbpd), que compensó con creces el descenso de la producción de crudo de la OPEP (- 900.000 bpd), mientras que el resto de las fuentes aportaron un crecimiento de 100.000 bpd en conjunto.

Los inventarios mundiales se mantuvieron así constantes durante el período enero-septiembre de 2013, debido al equilibrio entre la oferta y el consumo.

Precios

El menor precio del petróleo crudo en el período enero-septiembre de 2013, comparado con el nivel en igual lapso de 2012, se debió a que, por el lado de la oferta, el gran aumento de la producción en Norteamérica, gracias al desarrollo de producción de petróleo de esquisto (*shale oil*) en el interior de Estados Unidos, redujo prácticamente barril por barril las importaciones de este país por vía marítima, generándose así una aguda caída de los inventarios en tránsito, que es lo que explica en gran medida la relativa debilidad del precio en un período en que hubo bajas importantes en las exportaciones de Irán, Libia y Nigeria, en comparación al periodo enero-septiembre de 2012.

Hubo además un impacto bajista sobre el precio debido a expectativas macroeconómicas más pesimistas acerca del crecimiento de China y de los Estados Unidos, donde la falta de acuerdo en el Congreso sobre un plan de largo plazo para reducir la deuda pública hizo que a comienzos del año entraran en vigencia disminuciones automáticas del gasto fiscal que redujeron el crecimiento de la economía estadounidense.

A comienzos del tercer trimestre, subió el precio al elevarse fuertemente la prima por riesgo luego que fuera derrocado el presidente de Egipto por un golpe militar. Por su posición estratégica e influencia en el mundo árabe, además de controlar el Canal de Suez, la crisis en Egipto amenazaba con agravar los conflictos en Libia, la tensión en la frontera libanesa-israelí y la guerra civil en Siria. Posteriormente, la crisis quedó confinada a Egipto y cayó la prima por riesgo en el precio, lo que se reforzó aún más al lograrse que el gobierno de Siria aceptase destruir su arsenal de armas químicas, evitando un ataque inminente por parte de los Estados Unidos, y al reanudarse las negociaciones para una solución al *impasse* sobre el programa nuclear de Irán.

Hacia fines del periodo que se reseña, el desacuerdo político sobre el gasto federal en los Estados Unidos deprimió nuevamente las expectativas al dejar el Congreso sin financiamiento al Gobierno Federal al no aprobar un presupuesto para el periodo octubre 2013-septiembre 2014.

Por su parte, en el mercado internacional de la Costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), los precios de los distintos combustibles disminuyeron en el período enero-septiembre de 2013, en relación a igual período de 2012, siguiendo -a grandes rasgos- la pauta del precio del crudo Brent. Sin embargo, salvo en el caso del diesel las bajas fueron proporcionalmente mayores que las del precio del petróleo crudo, resultando así en márgenes de refinación más bajos en relación al período enero-septiembre de 2012.

Durante el período enero-septiembre de 2013, el precio de la gasolina promedió 120,0 US$/bbl, bajando así en 4,0% con respecto al mismo periodo en 2012 (125,0 US$/bbl). Además de la baja en términos absolutos, el precio de la gasolina cayó 1,3 US$/bbl con respecto al precio del Brent. A pesar de registrarse precios altos de la gasolina en el período marzo-agosto -en la temporada de mayor consumo de este producto en

Estados Unidos-, a partir de septiembre una combinación de altos inventarios, cambio de especificaciones y una baja estacional del consumo más abrupta que lo normal hizo caer violentamente el precio de la gasolina en la Costa del Golfo, cerrando dicho mes con un precio incluso inferior al del petróleo crudo.

En el caso del precio del diesel, el promedio del período enero-septiembre de 2013 fue 126,3 US$/bbl, esto es, 1,9% menor al promedio de igual período en 2012 (128,8 US$/bbl). Sin embargo, a pesar de la baja de su precio absoluto, el precio relativo del diesel subió 1,2 US$/bbl en relación al precio del Brent.

Por su parte, el precio del fuel oil Nº 6 registró un promedio de 93,60 US$/bbl en el período enero-septiembre de 2013, con una baja de 7,3% con respecto a igual período de 2012 (101,0 US$/bbl). El precio del fuel oil N° 6 se redujo así fuertemente en relación al precio del petróleo crudo, debido principalmente a que hubo una gran reducción del consumo del fuel oil como combustible marítimo, en parte por el menor transporte de crudo extranjero hacia los Estados Unidos, desplazado por la mayor producción interna, como se destacó antes.

6.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos a través de su filial ENAP Sipetrol S.A. y, en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo a través de ENAP Refinerías S.A. La refinación y comercialización de sus productos en Chile representa una parte substancial de las operaciones de ENAP. ENAP Refinerías S.A. lidera el abastecimiento del mercado nacional con una participación de mercado que históricamente ha fluctuado entre el 70-80%. Asimismo, desde hace algunos años la empresa ha expandido sus actividades a la exportación de estos productos, principalmente a países de América Latina.

La Empresa accede al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y el cumplimiento de sus compromisos comerciales. El abastecimiento de petróleo crudo de ENAP Refinerías se obtiene mayoritariamente de Sudamérica y el Mar del Norte, siendo los principales proveedores Brasil, Colombia, Ecuador, Argentina y el Reino Unido. Las refinerías de la compañía cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima. En cuanto al origen de las importaciones de productos refinados, durante el último año éstos provinieron principalmente del mercado estadounidense de la costa del Golfo de México y Asia.

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

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

Los riesgos relevantes para el negocio están esencialmente en el margen de refinación y en las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra (embarque) de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos, para lo cual se efectúan coberturas del tipo Time Spread Swaps. Dichas estrategias de cobertura son complementadas con el uso de contratos de venta swap de productos refinados. Dada la alta volatilidad del precio del crudo, la administración ha continuado con la política de contratación de coberturas que permitieran minimizar el impacto de eventuales bajas repentinas y significativas en el precio del crudo, considerando el ciclo del negocio de refinación, por el desfase entre los precios de venta de los productos y el costo del crudo refinado. No obstante lo anterior es importante mencionar que estos instrumentos por su naturaleza y forma de operar, protegen de las variaciones de precios del crudo, pero no aseguran en un 100% la eliminación de efectos en resultados producto de la volatilidad en la compra de materia prima.

Adicionalmente, la compañía ha efectuado operaciones del tipo Swap de Diferencial, el cual tiene por objetivo fijar el precio de aquellos embarques indexados a los marcadores WTI ó DTD al marcador Brent. En cada licitación de compra de petróleo crudo, la decisión de comprar una u otra alternativa ofrecida se toma en base a un modelo de optimización que toma en cuenta, entre otras variables, un margen de refinación proyectado sobre el marcador Brent. Por lo anterior, al adjudicar una licitación de petróleo crudo a una oferta denominada en marcador WTI ó DTD es de relevancia asegurar que el diferencial entre el dicho marcador y el Brent en el momento que se tomó la decisión de compra no se deteriore en forma significativa, con el fin de mantener el criterio de optimización que primó al momento de adjudicar la compra de dicho crudo.

El tipo de cambio es otro de los factores de riesgo del negocio debido a que parte importante de los ingresos son en pesos y los pasivos en dólares. Este factor se ve minimizado por la política de cobertura de tipo de cambio de cuentas por cobrar y de precios de productos basada en la paridad de importación indexada en dólares, situación que se analiza en forma periódica para mantener una posición competitiva, considerando la libertad de precios y de importación que existe en Chile.

El valor razonable, de los contratos forward de moneda, es calculado tomando como referencia a los tipos de cambio forward actuales de contratos con similares perfiles de vencimiento. El valor razonable del swap de diferencial, es calculado utilizando las tablas de contratos de futuros de los marcadores relevantes (WTI Nymex, DTD Brent o ICE Brent).

7.- RIESGOS DEL NEGOCIO.

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

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

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

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

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

En al 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.