



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2016**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2016

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, al 31 de marzo de 2016 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2015, y los resultados consolidados intermedios de ENAP, para el período comprendido entre el 01 de enero y el 31 de marzo de los años 2016 y 2015. 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

No obstante el alto nivel de volatilidad de la industria, ENAP alcanzó un resultado de US\$ 39 millones al 31 de marzo de 2016. El EBITDA generado en el período alcanzó a US\$ 192 millones, lo cual representa un aumento en el margen EBITDA el cual asciende a un 17,1% comparado con el 12,7% alcanzado en el mismo periodo anterior. El patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 692 millones al 31 de marzo de 2016, prácticamente en línea con el cierre a diciembre 2015.

El margen bruto alcanzó los US\$ 161 millones, se explica principalmente por el margen bruto de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C), el cual aumento US\$ 6 millones respecto al mismo periodo del año anterior.

La variación positiva del Margen Bruto de la Línea de Negocio de R&C se explica por una disminución en los costos no crudo en comparación al acumulado del 31 de marzo del 2015, principalmente debido a la disminución de US\$ 26 millones por concepto de energía, la cual compensó ingresos adicionales fuera de la explotación concretados al 31 de marzo del 2015 por US 20 millones.

La variación positiva del Margen Bruto de la Línea de Negocio de E&P (US\$ 2 millones), se debe al aumento en el margen de Argentina por disminución de costos debido a la devaluación de la moneda y menor cuota de agotamiento en PDC debido al diferimiento de la extensión en el 2015. Lo anterior se contrarresta por menores ingresos de crudo, debido a menores precios en el mercado local Argentino. En Ecuador existe un aumento en el margen debido a mayores ingresos de crudo por mayor volumen. En oposición, Egipto presenta una disminución del margen debido al menor precio de crudo de 36% versus el año 2015 lo que impacta negativamente en los ingresos y en E&P Magallanes disminuye el margen por menores ingresos de crudo debido a menores precios que el 2015 y mayor cuota de agotamiento por actualización de reservas.

La disminución del Margen Bruto de la Línea de Negocio de G&E (US\$ 18 millones) se debe a menores precios de venta no compensados en su totalidad con el ahorro de costos. Los precios de venta, reflejan la caída en los Costos Marginales de Generación Eléctrica, provocando una disminución de 52% en el precio de venta a los clientes de generación. De la misma, forma el 2016 el segmento Distribuidores presento una baja de un 34% en los precios de venta asociados a combustibles alternativos.

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|--|------------|------------|-------------|--------------|
| ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS | mar-16 | mar-15 | Var | Var. % |
| Ingresos de actividades ordinarias | 1.123 | 1.633 | (510) | 31,2% |
| Costos de ventas | (962) | (1.462) | 500 | 34,2% |
| Margen bruto | 161 | 171 | (10) | 5,8% |
| Otros ingresos, por función | 5 | 6 | (1) | 16,7% |
| Costos de distribución | (55) | (50) | (5) | 10,0% |
| Gasto de administración | (21) | (20) | (1) | 5,0% |
| Otros gastos, por función | (9) | (24) | 15 | 62,5% |
| Otras ganancias (pérdidas) | 0 | 0 | 0 | 0,0% |
| Ingresos financieros | 2 | 2 | 0 | 0,0% |
| Costos financieros | (48) | (46) | (2) | 4,3% |
| Participación en asociadas | 4 | 2 | 2 | 100,0% |
| Diferencias de cambio | (7) | (5) | (2) | 40,0% |
| Utilidad antes de impuestos | 32 | 37 | (5) | 13,5% |
| Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias | 7 | 29 | (22) | 75,9% |
| Utilidad del período | 39 | 65 | (26) | 40,0% |
| Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras | 0 | 0 | 0 | 0,0% |
| Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora | 39 | 65 | (26) | 40,0% |

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|--|--------------|--------------|------------|-------------|
| ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS | mar-16 | dic-15 | Var | Var. % |
| ACTIVOS | 5.471 | 5.454 | 17 | 0,3% |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 303 | 114 | 189 | 165,8% |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes | 521 | 632 | (111) | 17,6% |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente | 42 | 27 | 15 | 55,6% |
| Inventarios | 563 | 566 | (3) | 0,5% |
| Activos por impuestos corrientes | 92 | 92 | 0 | 0,0% |
| Otros activos financieros corrientes | 17 | 90 | (73) | 81,1% |
| Otros activos corrientes | 8 | 4 | 4 | 100,0% |
| Inversiones contabilizadas por el método de la participación | 131 | 147 | (16) | 10,9% |
| Propiedades, planta y equipo, neto | 2.798 | 2.798 | 0 | 0,0% |
| Activos por impuestos diferidos | 912 | 888 | 24 | 2,7% |
| Otros activos no corrientes | 84 | 96 | (12) | 12,5% |
| PASIVOS | 4.779 | 4.753 | 26 | 0,5% |
| Otros pasivos financieros corrientes | 543 | 492 | 51 | 10,4% |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 406 | 436 | (30) | 6,9% |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente | 29 | 39 | (10) | 25,6% |
| Otros pasivos corrientes | 148 | 128 | 20 | 15,6% |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 3.294 | 3.310 | (16) | 0,5% |
| Otros pasivos no corrientes | 359 | 348 | 11 | 3,2% |
| PATRIMONIO | 692 | 701 | (9) | 1,3% |

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

| INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
| | mar-16 | mar-15 | Var. US\$ | Var.% |
| Ingresos por ventas productos propios (R&C) | 826 | 1.134 | (308) | 27,2% |
| Ingresos por ventas productos importados (R&C) | 120 | 249 | (129) | 51,8% |
| Ingresos por ventas E&P | 126 | 140 | (14) | 10,0% |
| Ingresos por ventas gas natural importado | 48 | 82 | (34) | 41,7% |
| Ingresos por ventas de servicios | 3 | 28 | (25) | 89,4% |
| TOTAL INGRESOS ORDINARIOS | 1.123 | 1.633 | (510) | 31,2% |

La disminución en los ingresos por venta de productos propios (US\$ 308 millones), se explica principalmente por la reducción del precio internacional de los productos, lo cual repercute en los precios de venta en el mercado local. El precio de venta promedio de productos propios disminuyó desde 71,3 US\$/Bbl durante el primer trimestre de 2015 a un promedio de 48,0 US\$/Bbl durante el primer trimestre de 2016 (32,7%). En el caso del volumen, éste aumento el primer trimestre del 2016 en un 0,7% comparado mismo periodo año anterior. El volumen de venta de producción propia aumento a 2.695,4 Mm³ comparado con los 2.507,4 Mm³ del primer trimestre 2015.

Con respecto a la venta de producto importados de R&C (Diésel, Gasolinas y Petróleo Combustible), éstas totalizaron una venta de 381,7 Mm³ acumulado a Marzo del año 2016, lo cual se compara con los 504,0 Mm³ del mismo periodo del ejercicio anterior, esta disminución de un 24,3% se explica principalmente porque la demanda fue cubierta con productos propios existentes en stock y derivados de la operación normal de las plantas propias. Adicionalmente, el precio de venta cayó desde 77,9 US\$/Bbl a 49,9 US\$/Bbl, lo que explica que a nivel de ingresos se refleje una baja de US\$ 129 millones entre ambos periodos comparados.

Los ingresos por venta en E&P disminuyeron en US\$ 15 millones originado principalmente en Egipto con una disminución de US\$ 7 millones debido al menor precio de crudo versus el año 2015 (Brent 2016: 35,1 US\$/bbl vs Brent 2015: 55,2 US\$/bbl); Argentina US\$ 16 millones debido a menores precios en el mercado local, lo anterior se compensa en parte por un aumento en Ecuador de US\$ 1 millón asociados a mayores ingresos de crudo por mayor volumen y en E&P Magallanes por un aumento de US\$ 7 millones debido al aumento en la venta de Gas Natural, compensado en parte con un menor ingreso debido al menor precio de crudo.

La disminución en los ingresos por venta en G&E se explica por una caída en los precios de venta dado que los volúmenes transados son equivalentes entre ambos años. La baja en el segmento Generadores Eléctricos equivale a US\$ 30 millones producto de una disminución del CMg promedio para el primer trimestre de 131,7 US\$/MWh en el 2015 a 69,1 US\$/MWh para el 2016 implicando una baja de 6,23 USD/MMBtu en el precio de venta. El menor precio en ventas a Distribuidores afecto en una caída en los ingresos por venta de US\$ 4 millones, explicado principalmente por una reducción de precio de 3,4 USD/MMBtu.

Los ingresos por ventas de servicios disminuyeron US\$ 25 millones ya que el año pasado este monto incluye un ingreso extraordinario asociado a modificación de contratos de suministro con un cliente de gas natural.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes, ascendieron a US\$ 16,8 millones (US\$ 17,7 millones al 31 de marzo de 2015).

COSTOS DE VENTAS

En línea con la baja en los ingresos, los costos de ventas de ENAP al 31 de marzo de 2016 disminuyeron en US\$ 500 millones, aumentando el margen de beneficio bruto a 14%, en contraste con el 10% para igual período del año anterior. El detalle es el siguiente:

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | | |
|---|---------------|----------|---------------|----------|------------|
| Ratio Costo de venta a Ingresos de actividades | mar-16 | % | mar-15 | % | Var |
| Ingresos de actividades ordinarias | 1.123 | 100% | 1.633 | 100% | (510) |
| Costos de ventas | (962) | -86% | (1.462) | -90% | 500 |
| Margen bruto | 161 | 14% | 171 | 10% | (10) |

La baja en el costo de venta de US\$ 500 millones, se explica principalmente por la variación de los siguientes conceptos:

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|--------------------------------------|---------------|----------------|------------|--------------|
| Costo de venta desagregados | mar-16 | mar-15 | Var | Var.% |
| Costos por compra de crudo | (525) | (785) | 261 | 33,3% |
| Costos operacionales no crudo | (168) | (242) | 74 | 30,7% |
| Costo de producción E&P | (104) | (127) | 23 | 18,1% |
| Costos de compra de productos | (115) | (236) | 121 | 51,3% |
| Costo por venta de gas natural | (50) | (72) | 22 | 29,9% |
| TOTAL COSTO DE VENTA | (962) | (1.462) | 500 | 34,2% |

El costo de compra de crudo disminuyó US\$ 261 millones (33,3%) lo que se explica por una baja en el precio del costo promedio de la materia prima que pasó de 49,0 US\$/Bbl durante el primer trimestre del año 2015 a 30,1 US\$/Bbl durante el mismo período del año 2016, relacionado con la caída del precio internacional y a la optimización del proceso de compra de crudo.

Formando parte del costo de compra de crudo se incluyen el efecto neto (cargo o abono) de la liquidación de coberturas Time Spread Swap durante el ejercicio, abono neto de MUS\$ 122.149 por el periodo terminado al 31 de marzo de 2016 y abono neto de MUS\$ 55.105 por el periodo terminado al 31 de marzo de 2015, las cuales tuvieron por objetivo desplazar, financieramente, la ventana de toma de precios de los embarques de crudo y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados toman precio y así poder tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que se van a vender, mitigando por medio de la cobertura del costo de venta, el time spread al que la Empresa se encuentra expuesta de manera natural.

Los costos no crudos presentaron las siguientes variaciones durante el primer trimestre 2016 respecto a igual periodo del año anterior:

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|--------------------------------------|--------------|--------------|-----------|--------------|
| Detalle Costos no crudo | mar-16 | mar-15 | Var | Var.% |
| Costos variables | (57) | (128) | 71 | 55,6% |
| Costos fijos | (64) | (60) | (4) | 6,7% |
| Depreciación | (39) | (43) | 4 | 9,3% |
| Logística | (8) | (11) | 3 | 27,3% |
| TOTAL COSTO NO CRUDO | (168) | (242) | 74 | 30,7% |

Los costos variables disminuyeron en US\$ 71 millones, principalmente por menores costos de energía (GNL, Energía eléctrica, vapor y consumo interno).

MARGEN PRIMO

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|--------------------------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| Productos propios | mar-16 | mar-15 | Var | Var.% |
| Ingresos por ventas (MMUS\$) | 826 | 1.134 | (308) | 27,2% |
| Costo de venta primo | (525) | (785) | 260 | 33,2% |
| Margen primo total | 301 | 349 | (48) | 13,6% |
| MARGEN PRIMO US\$ / Bbl | 17,9 | 22,4 | (4,5) | 20,0% |

El Margen Primo Unitario disminuyó en 4,5 US\$/Bbl respecto al mismo período del año anterior, lo cual está asociado al comportamiento de los márgenes internacionales para productos derivados del petróleo durante el período.

El detalle es el siguiente:

| Margen Primo - Producción Propia 2016 (US\$/Bbl) | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-----------------------|
| | ene | feb | mar | Promedio 1er trim. |
| Precio de venta | 50,2 | 44,1 | 49,9 | 48,1 |
| Costo materia prima | 30,2 | 26,4 | 33,9 | 30,1 |
| Margen US\$/Bbl | 20,0 | 17,7 | 16,0 | 17,9 |

| Margen Primo - Producción Propia 2015 (US\$/Bbl) | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-----------------------|
| | ene | feb | mar | Promedio 1er trim. |
| Precio de venta | 66,7 | 71,2 | 76,3 | 71,4 |
| Costo materia prima | 45,0 | 47,0 | 55,0 | 49,0 |
| Margen US\$/Bbl | 21,6 | 24,2 | 21,3 | 22,4 |

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Otros gastos por función disminuyeron US\$ 15 millones al pasar de US\$ 24 millones al 31 de marzo de 2015 a US\$ 9 millones al 31 de marzo de 2016, debido a menores costos asociados a resultados de campañas exploratorias y pozos secos por US\$ 7 millones, además en el periodo 2015 se realizó un ajuste por menor recupero del platino incorporado en los catalizadores por US\$ 5 millones y hubieron menores costos por US\$ 3 millones en provisión de pozos secos de exploración y abandonados.

El rubro Participación en asociadas aumentó US\$ 2 millones al pasar de US\$ 2 millones al 31 de marzo de 2015 a US\$ 4 millones al 31 de marzo de 2016 (100,0%), principalmente por: GNL Chile S.A. que paso de tener un resultado pérdida de US\$ 1 millón al 31 de marzo de 2015 a resultado utilidad de US\$ 1 millón en primer trimestre de 2016.

Los Costos de distribución aumentaron US\$ 5 millones al pasar de US\$ 50 millones al 31 de marzo de 2015 a US\$ 55 millones al 31 de marzo de 2016 (10,0%). Debido a mayores costos asociados al transporte marítimo y terrestre.

La diferencia de cambio pasó de un saldo negativo de US\$ 5 millones al 31 de marzo de 2015 a US\$ 7 millones negativos al 31 de marzo de 2016. Ambos valores incorporan el costo de las coberturas de cuentas por cobrar. Dichas coberturas consisten en contratos forward que permiten fijar el tipo de cambio a futuro, en previsión del riesgo de pérdida por las cuentas por cobrar a clientes denominadas en pesos.

Adicionalmente, dado que la cobertura de las cuentas por cobrar se inicia entre 7 y 10 días antes de que se origine la cuenta por cobrar, fecha en la cual toma precio el inventario, la contrapartida a esta cobertura en compensa los costos de cobertura.

Los Costos financieros, por su parte, tuvieron un aumento de US\$ 2 millones (4,3%) al pasar de US\$ 46 millones acumulado al 31 de marzo de 2015 a US\$ 48 millones al 31 de marzo de 2016, principalmente asociado a sobregiro bancario en la filial Argentina para cubrir flujos operacionales.

El rubro impuesto a la renta reflejó un beneficio de US\$ 7 millones al 31 de marzo de 2016, lo que se compara con el beneficio de US\$ 29 millones obtenido al 31 de marzo de 2015, este menor abono por impuesto a la renta de US\$ 22 millones se explica en el siguiente cuadro:

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|---|---------------|---------------|-------------|--------------|
| Desglose de impuestos | mar-16 | mar-15 | Var. | Var.% |
| Resultados antes de impuestos | 32 | 37 | (5) | 12,6% |
| Impuesto a la renta, Chile | 1 | (0) | 1 | 905,2% |
| Impuestos pagados en el exterior | (2) | 1 | (3) | 323,6% |
| Impuestos diferidos | (12) | (0) | (11) | 2956,6% |
| Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40% | 20 | 28 | (8) | 28,8% |
| Utilidad del periodo | 39 | 65 | (26) | 40,1% |

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 31 de marzo de 2016 el total de activos presenta un aumento de US\$ 18 millón con relación al existente al 31 de diciembre de 2015. Este leve aumento se genera principalmente por el efecto compensado de las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- Una disminución en la cuenta Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes de US\$ 111 millones (17,6%) se explica por mayores cuentas por cobrar por cobertura al 31 de diciembre de 2015 por US\$ 40 millones y menores ventas en volumen y precio de productos respecto del 31 de diciembre de 2015, lo cual corresponde a US\$ 85 millones, compensado con un aumento de US\$ 14 millones en las cuentas por cobrar de la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. debido a créditos pendientes por plan Incentivo a la Inyección excedente de Gas por US\$ 7 millones, créditos vencidos por ventas de crudo por US\$ 6 millones, y otras variaciones por US\$ 1 millón.

- Una disminución de US\$ 73 millones (81,1%) en la cuenta Otros activos financieros corrientes respecto a diciembre 2015, producto de la posición de cierre de los derivados de coberturas, principalmente Time Spread Swap - TSS que disminuye US\$ 87 millones, compensado con US\$ 11 que corresponde a porción corto plazo de recepción de bonos de nación Argentina por programa Petróleo plus.

- Una disminución de US\$ 16 millones en el rubro Inversiones contabilizadas por el método de la participación (10,9%) debido a ajuste en asociada GNL Quintero S.A., se reclasificó en sus Estados Financieros del Año 2015, la presentación del unwind del contrato de derivado asociado al refinanciamiento de su deuda, cuyo efecto en ENAP es una disminución de la inversión de US\$ 19 millones, compensado con el reconocimiento del resultado proporcional del periodo y otros efectos por US\$ 3 millones,

Lo anterior se ve compensado principalmente por:

-Un aumento en la cuenta Efectivo y equivalentes al efectivo de US\$ 189 millones al pasar de US\$ 114 millones al cierre de 2015 a US\$ 303 millones al 31 de marzo de 2016 (165,8%), debido a mayores flujos provenientes de la operación.

-Un aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente de US\$ 15 millones al pasar de US\$ 27 millones al cierre de 2015 a US\$ 42 millones al 31 de marzo de 2016 (55,6%), se explica por consecuencia de la posición de cierre, diferentes en ambos periodos.

- Un aumento de US\$ 24 millones en el rubro Activos por impuestos diferidos (2,7%) asociado a pérdidas fiscales de ENAP, compensado con una disminución en las pérdidas fiscales de la filial ERSA.

PASIVOS

Al 31 de marzo de 2016 los pasivos en su conjunto aumentaron en US\$ 27 millones (0,6%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2015. Las principales variaciones corresponden a:

- El nivel de otros pasivos financieros corrientes y no corrientes aumentó en US\$ 35 millones debido principalmente a posición neta de los instrumentos de cobertura de corto plazo (TSS, SDI y tipo de cambio) lo que originó un mayor pasivo de US\$ 37 millones, respecto del 31 de diciembre de 2015.

- Un aumento de US\$ 20 millones (15,6%) en la cuenta Otros pasivos corrientes respecto a diciembre 2015, cuyo principal componente es la cuenta Pasivos por impuestos corrientes que aumenta de US\$ 72 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 96 millones al 31 de marzo de 2016, principalmente por un aumento de US\$ 14 millones en impuesto IVA Debito fiscal, y US\$ 10 millones en impuesto específico a los combustibles y otros impuestos.

Lo anterior se ve compensado principalmente por:

- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, disminuyeron en US\$ 30 millones (6,9%) principalmente debido a la disminución de las cuentas con proveedores extranjeros por pago de compra de crudo.

- Las Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, disminuyeron en US\$ 10 millones (25,6%) principalmente debido a disminución en las cuentas por pagar a Petropower Energía Ltda. por servicios devengados.

PATRIMONIO

- El Patrimonio disminuyó en US\$ 9 millones (1,3%) al 31 de marzo de 2016 respecto al 31 de diciembre de 2015, producto de un cargo neto por coberturas por US\$ 31 millones y cargo de US\$ 19 millones por reconocimiento de cambios en Patrimonio de empresa relacionada GNL Quintero S.A. que en sus Estados Financieros anuales 2015, reclasificaron la presentación del unwind del contrato de derivado asociado al refinanciamiento de su deuda, desde pasivo a otras reservas, compensado con la utilidad del periodo de US\$ 39 millones.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 31 de marzo de 2016 y 2015, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 303 millones al 31 de marzo de 2016 que se compara con US\$ 77 millones al 31 de marzo de 2015.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 347 millones al 31 de marzo de 2016, que se compara con los US\$ 122 millones al 31 de diciembre de 2014. Los flujos de operación de cobros por venta de bienes y pago proveedores siguen la tendencia de los precios del Crudo Brent respecto al año anterior, a los cuales están indexados.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 114 millones, que se compara con US\$ 143 millones al 31 de marzo de 2015. Esto es debido principalmente a una disminución de la inversión neta en propiedades, planta y equipo por US\$ 7 millones, una compra de participación en Geotérmica del Norte S.A. por US\$ 20 millones, en el primer trimestre de 2015 y otros movimientos por US\$ 2 millones.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US\$ 43 millones al 31 de marzo de 2016 el que se compara con el flujo utilizado en actividades de financiación de US\$ 52 millones al 31 de marzo de 2015.

El detalle de los principales rubros es el siguiente:

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | |
|---|---------------|---------------|------------|---------------|
| Estado de Flujo de Efectivo | mar-16 | mar-15 | Var | Var. % |
| Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación | 347 | 122 | 224 | 183,3% |
| Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión | (114) | (143) | 29 | 20,3% |
| Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación | (43) | (52) | 9 | 17,7% |
| Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio | 191 | (72) | 263 | 365,0% |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | (1) | (5) | 3 | 70,4% |
| Variación de efectivo y equivalentes al efectivo | 189 | (77) | 266 | 346,8% |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo | 114 | 154 | (40) | 26,0% |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo | 303 | 77 | 226 | 294,1% |

5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 192 millones al 31 de marzo de 2016 se compara con los US\$ 208 obtenidos en igual período de 2015, el detalle es el siguiente:

| EBITDA | mar-16 | mar-15 | Var. US\$ | Var. % |
|---|---------------|---------------|------------------|---------------|
| Margen Bruto | 161 | 171 | (10) | 6% |
| Otros ingresos, por función | 5 | 6 | (1) | 21% |
| Costos de distribución | (55) | (50) | (5) | 10% |
| Gastos de administración | (21) | (20) | (1) | 4% |
| Otros gastos, por función | (9) | (24) | 15 | 63% |
| Resultado Operacional | 81 | 84 | (2) | 3% |
| Depreciación y cuota de agotamiento ⁽¹⁾ | 104 | 100 | 4 | 4% |
| Abandono pozos exploratorios ⁽²⁾ | 5 | 8 | (3) | 37% |
| Estudios geológicos y costos no absorbidos ⁽³⁾ | 0 | 4 | (3) | 92% |
| Otras provisiones no operacionales ⁽⁴⁾ | 0 | 4 | (4) | indet. |
| Costos de exploración ⁽⁴⁾ | 2 | 8 | (7) | 80% |
| EBITDA | 192 | 208 | (16) | 7% |

⁽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 31 de marzo de 2016 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 153 millones, por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 42 millones y la Línea Gas y Energía obtuvo un EBITDA negativo de US\$ 3 millones; a la misma fecha del año 2015 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 149 millones y por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 44 millones y la Línea Gs y Energía US\$ 15 millones.

6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

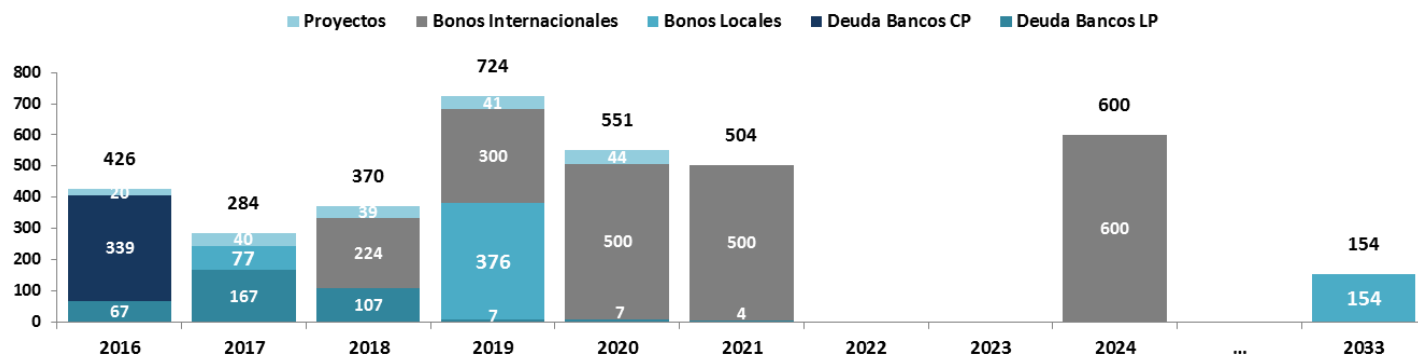
El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de la línea Refinación y Comercialización (R&C), de la línea Exploración y Producción (E&P) y de la línea Gas y Energía para el ejercicio al 31 de marzo de 2016, e igual período de 2015:

| Cifras en Millones de dólares (US\$) | | | | | | |
|---------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Información por segmentos de negocios | R&C mar-16 | E&P mar-16 | G&E mar-16 | R&C mar-15 | E&P mar-15 | G&E mar-15 |
| Ingresos actividades ordinarias | 950 | 125 | 48 | 1.406 | 140 | 87 |
| Costos de ventas | (799) | (104) | (50) | (1.254) | (127) | (72) |
| Subtotal | 151 | 21 | (2) | 152 | 13 | 15 |
| Resultado ventas interlineas | 1 | (3) | 0 | (7) | 2 | 0 |
| Distribución del corporativo | (4) | (2) | (1) | (3) | (1) | (1) |
| Margen bruto | 148 | 16 | (3) | 142 | 14 | 15 |

7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 31 DE MARZO DE 2016

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

US\$ MM



8.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

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

| LIQUIDEZ | mar-16 | dic-15 | Var. | Var. % |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Liquidez Corriente ⁽¹⁾ | 1,37 | 1,39 | (0,02) | 1,4% |
| Razón Ácida ⁽²⁾ | 0,87 | 0,88 | (0,00) | 0,4% |

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

| ENDEUDAMIENTO | mar-16 | dic-15 | Var. | Var. % |
|--|--------|--------|--------|--------|
| Razón de endeudamiento ⁽¹⁾ | 6,91 | 6,78 | 0,13 | 1,8% |
| Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾ | 5,04 | 5,08 | (0,03) | 0,6% |
| Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾ | 14,16 | 12,93 | 1,23 | 9,5% |
| Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾ | 85,84 | 87,07 | (1,23) | 1,4% |
| | mar-16 | mar-15 | Var. | Var. % |
| Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾ | 3,85 | 3,97 | (0,12) | 3,0% |
| R.A.I.I.D.A.I.E. ⁽⁶⁾ | 184 | 183 | 1 | 0,4% |

⁽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 ítems extraordinarios

| ACTIVIDAD | | | | |
|---|--------|--------|--------|--------|
| Activos | mar-16 | dic-15 | Var. | Var. % |
| Activos totales ⁽¹⁾ | 5.471 | 5.454 | 18 | 0,3% |
| Activos promedio ⁽²⁾ | 5.463 | 5.555 | (93) | 1,7% |
| Inventarios | mar-16 | dic-15 | Var. | Var. % |
| Rotación de inventarios ⁽³⁾ | 7,85 | 8,74 | (0,89) | 10,1% |
| Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾ | 1,53 | 1,37 | 0,15 | 11,3% |

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

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

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

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

| RENTABILIDAD | mar-16 | dic-15 | Var. | Var. % |
|--|--------|--------|---------|--------|
| Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾ | 22,64 | 27,91 | (5,27) | 18,9% |
| Rentabilidad de activos ⁽²⁾ | 2,65 | 3,07 | (11,36) | 370,2% |

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

10.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Precio del Petróleo Crudo

Durante el primer trimestre de 2016, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 35,2 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, disminuyendo así 21,3% con respecto al promedio del 4° trimestre de 2015 (44,7 US\$/bbl).

Oferta y Demanda

Según estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, April 2016) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 93,8 MMbpd en el primer trimestre de 2016, decreciendo 400.000 bpd con respecto al 4° trimestre de 2015. El menor consumo obedeció, principalmente, a disminuciones de consumo en Brasil, Rusia y China (-200.00 bpd, cada uno), contrarrestado parcialmente por un crecimiento de 300.000 bpd del consumo en la India. A diferencia de otros años, en la baja no incidió mayormente el efecto estacional del fin del invierno boreal ya que éste fue desusadamente suave en Norteamérica y Europa, afectado por el fenómeno del Niño, siendo más relevantes las crisis económicas de Brasil y Rusia, junto con la desaceleración de China.

MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2016 - 2015 (Cifras en millones de barriles diarios)

| | 1er. Trim <u>2016</u> | 4° Trim <u>2015</u> | <u>Variación</u> |
|------------------------------|--------------------------|------------------------|------------------|
| DEMANDA | 93,8 | 94,2 | -0,4 |
| OECD | 46,6 | 46,7 | -0,1 |
| No-OECD | 47,2 | 47,5 | -0,3 |
| OFERTA | 95,5 | 96,5 | -1,0 |
| Norteamérica | 22,1 | 22,4 | -0,3 |
| Resto No-OPEP | 35,1 | 35,7 | -0,6 |
| LGN y Condensados OPEP | 6,8 | 6,6 | 0,2 |
| Crudo OPEP | 31,5 | 31,8 | -0,3 |
| VARIACIÓN INVENTARIOS | 1,7 | 2,3 | |

Fuente : Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook April 2016"

De acuerdo a la misma fuente, la oferta mundial de petróleo fue de 95,5 MMbpd en el primer trimestre de 2016 bajando en 1,0 MMbpd en relación al nivel observado en el 4° trimestre de 2015. Entre las disminuciones destacaron las caídas de 300.000 b/d en la oferta de Estados Unidos y de 500.000 b/d en la de Brasil. Además, hubo un descenso de 100.000 bpd en el suministro de petróleo crudo más líquidos del gas natural (LGN) y condensados de la OPEP.

Como consecuencia del exceso de oferta sobre la demanda, los inventarios de crudo a nivel mundial crecieron 1,7 MMbpd durante el primer trimestre de 2016.

Evolución del precio del crudo

El precio del petróleo crudo fue impactado fuertemente a la baja al comienzo del trimestre que se reseña al quedar sin efecto las sanciones que limitaban las exportaciones de Irán, mientras que al mismo tiempo se registraba una alta producción de Arabia Saudita y se alcanzaban producciones históricas en Irak y Rusia. Irán anunció su intención de lograr un aumento de producción de 1 millón bpd en diciembre de 2016 en relación al nivel de una año antes, lo que se agregaría a un mercado ya con un exceso de oferta. Así, en enero, el precio del Brent cayó 7,0 US\$/bbl con respecto a diciembre de 2015, promediando 31,9 US\$/bbl.

Pero el precio repuntó en febrero a 33,5 US\$/bbl, al lograrse un principio de acuerdo entre Rusia, Omán, Arabia Saudita y Venezuela para congelar la producción en los niveles de enero. Aunque los sauditas pusieron como condición la adherencia al acuerdo de todos los exportadores, cosa que difícilmente aceptaría Irán, el ánimo del mercado cambió y el precio comenzó un ciclo alcista, en la expectativa que el acuerdo cuajaría aunque Irán quedara fuera.

En marzo el ciclo alcista tomó nuevos bríos ante bajas en la producción de shale oil en Estados Unidos y proyecciones del Departamento de Energía de ese país estimando caídas adicionales para el resto de 2016, a medida que los bajos precios obligarían al cierre de muchos pozos. Como evidencia de esto las estadísticas mostraban una reducción continua de las plataformas de perforación en operaciones. Como factor alcista adicional, la posibilidad de un acuerdo entre los principales exportadores para limitar la producción, aunque se excluyese a Irán, cobró fuerza al convenirse un lugar y fecha para una reunión, Doha (Catar) el 17 de abril. Y también mejoraron las expectativas para la demanda china al proclamarse por parte del gobierno como meta de la mayor prioridad para 2016 el crecimiento económico entre 6,5 y 7%. Marzo culminó así firme al alza promediando 39,8 US\$/bbl.

Precios de los productos en la Costa del Golfo

Por su parte, en el mercado internacional de la Costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), durante el primer trimestre de 2016 los precios de los distintos combustibles mostraron fuertes disminuciones en relación a los niveles del 4° trimestre de 2015, siguiendo, a grandes rasgos, la tendencia declinante del precio del petróleo crudo. Pero el precio de la gasolina cayó mucho menos que el precio del crudo, favorecido por el alza estacional del consumo tras el fin del invierno, mientras que el diesel bajó un poco menos que el crudo. Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 cayó mucho más que el precio del crudo.

El precio de la gasolina promedió 45,1 US\$/bbl en el 1er. trimestre de 2016, disminuyendo así en 14,3% con respecto al promedio del 4° trimestre de 2015. El precio de la gasolina cayó substancialmente menos que el crudo debido al aumento del consumo habitual al finalizar el invierno boreal y también debido a que a mediados de febrero comenzó la transición a gasolina con especificaciones de verano, de mayor costo de producción.

En el caso del precio del diesel, el promedio del 1er. trimestre de 2016 fue 43,8 US\$/bbl, esto es, 19,5% inferior al promedio del 4° trimestre de 2015, bajando levemente menos que el crudo. Esto debido a que el efecto estacional del consumo de diesel para efectos de calefacción fue muy menor en el invierno por el

fenómeno del Niño antes mencionado y por lo tanto el precio del diesel siguió muy de cerca la pauta del precio del petróleo crudo.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 21,1 US\$/bbl en el primer trimestre de 2016, con una baja de 29,0% con respecto al 4° trimestre de 2015, bajando substancialmente más que el precio del crudo. La persistente baja del precio relativo del fuel oil N°6 se debe a su reemplazo por gas natural en múltiples usos a medida que crece el comercio en gas natural licuado y éste llega a cada vez más mercados en el mundo.

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.

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

El negocio de ENAP Refinerías S.A. consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo a su política de precios de paridad de importación. El margen de refinación se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos refinados y al diferencial entre ambos (margen internacional o “crack”). Considerando un nivel de refinación promedio de 70 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un impacto en resultados de US\$ 70 millones en una dirección u otra.

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

Los riesgos relevantes para el negocio están esencialmente en el margen de refinación y en las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra (embarque) de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos. Para cubrir este último riesgo, se efectúan coberturas del tipo Time Spread Swaps. Dichas estrategias de cobertura son complementadas con el uso de contratos de venta swap de productos refinados. Dada la alta volatilidad del precio del crudo, la administración ha continuado con la política de contratación de coberturas que permitieran minimizar el impacto de eventuales bajas repentinas y significativas en el precio del crudo, considerando el ciclo del negocio de refinación, por el desfase entre los precios de venta de los productos y el costo del crudo refinado. No obstante lo anterior es importante mencionar que estos instrumentos por su

naturaleza y forma de operar, protegen de las variaciones de precios del crudo, pero no aseguran en un 100% la eliminación de efectos en resultados producto de la volatilidad en la compra de materia prima.

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

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

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

12.- RIESGOS DEL NEGOCIO.

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

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

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

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

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

En el ámbito operacional se están gestionando, entre otros, aquellos riesgos relacionados a escapes, vertidos y/o fugas de hidrocarburos, ya sean líquidos y/o gaseosos, tanto en tierra, como en mar o ríos; como también aquellos riesgos relacionados al daño y/o lesión a las personas, las inflamaciones, incendios y explosiones, por último los vinculados a ruidos y emisiones de material particulado.

Dentro de la metodología establecida, el Comité de Auditoría de la empresa es la instancia encargada de hacer seguimiento periódico al cumplimiento de los compromisos asumidos por la administración, en relación a la implementación de las medidas tendientes a mitigar los riesgos detectados.