



ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

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

**CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO
TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017**

ENAP SIPETROL S.A.

2017

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Enap Sipetrol S.A., y Filiales, al 31 de diciembre de 2017 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, y los resultados consolidados de Enap Sipetrol S.A., y Filiales, para el ejercicio comprendido entre el 01 de enero y el 31 de diciembre de los años 2017 y 2016. 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 Sipetrol S.A., tuvo una utilidad de US\$ 12,4 millones, que se compara con los US\$ 25,5 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2016, por otra parte, el EBITDA alcanzó a US\$ 148,5 millones, superando los US\$ 135,6 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2016.

El patrimonio de Enap Sipetrol S.A. llega a US\$ 621,8 millones superando los US\$ 609,6 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2016.

El Margen Bruto de Enap Sipetrol S.A. tuvo una variación negativa de US\$ 1,1 millones respecto al ejercicio anterior, explicado por menores ingresos de crudo por menores volúmenes a venta y mayores costos de lifting en Argentina. Lo anterior fue compensado positivamente en parte con aumento de ingresos y márgenes de Ecuador por mayor producción de nuevos pozos y un mayor margen en Egipto debido a menores costos de lifting y menores costos de transporte asociados al funcionamiento del pipeline.

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	dic-17	dic-16	Var. US\$	Var.%
Ingresos de actividades ordinarias	379,5	386,5	(7,0)	1,8%
Costos de ventas	(265,1)	(271,0)	5,9	2,2%
Margen bruto	114,4	115,5	(1,1)	1,0%
Otros ingresos, por función	2,4	2,2	0,2	9,1%
Costos de distribución	(7,0)	(7,8)	0,8	10,3%
Gasto de administración	(20,9)	(23,1)	2,2	9,5%
Otros gastos, por función	(63,3)	(22,7)	(40,6)	178,9%
Ganancia de actividades operacionales	25,6	64,1	(38,6)	60,1%
Ingresos financieros	3,2	5,8	(2,6)	44,8%
Costos financieros	(8,2)	(17,6)	9,4	53,4%
Diferencias de cambio	(10,7)	(17,4)	6,7	38,5%
Utilidad antes de impuestos	9,9	34,9	(25,0)	71,6%
Gasto por impuestos a las ganancias	2,4	(9,4)	11,8	125,5%
Utilidad (pérdida) del período	12,4	25,5	(13,2)	51,6%

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	dic-17	dic-16	Var. US\$	Var.%
ACTIVOS	1.192,0	976,7	215,3	22,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo	39,7	32,6	7,1	21,8%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	175,5	149,9	25,6	17,1%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	8,2	0,1	8,1	8100,0%
Inventarios	19,8	7,6	12,2	160,5%
Activos por impuestos corrientes	41,9	19,4	22,5	116,0%
Otros activos corrientes	43,7	12,5	31,2	249,6%
Otros activos financieros, no corrientes	7,7	7,8	(0,1)	1,3%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	221,0	180,6	40,4	22,4%
Propiedades, planta y equipo, neto	622,2	552,2	70,0	12,7%
Derechos de uso	7,6	0,0	7,6	indet.
Activos por impuestos diferidos	4,3	3,9	0,4	10,3%
Otros activos no corrientes	0,4	10,1	(9,7)	96,0%
PASIVOS	570,2	367,1	203,1	55,3%
Otros pasivos financieros corrientes	180,4	64,6	115,8	179,3%
Pasivos por arrendamientos, corrientes	2,2	0,0	2,2	indet.
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	99,6	55,9	43,7	78,2%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	15,6	13,4	2,2	16,4%
Otros pasivos corrientes	40,5	27,6	12,9	46,7%
Otros pasivos financieros no corrientes	178,5	128,8	49,7	38,6%
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	5,6	0,0	5,6	indet.
Otras provisiones no corrientes	34,3	36,1	(1,8)	5,0%
Pasivos por impuestos diferidos	4,5	33,2	(28,7)	86,4%
Otros pasivos no corrientes	9,0	7,5	1,5	20,0%
PATRIMONIO	621,8	609,6	12,2	2,0%

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 379,5 millones al 31 de diciembre de 2017, los cuales se comparan con US\$ 386,5 millones en el ejercicio 2016.

Los ingresos de actividades ordinarias disminuyeron en US\$ 7,0 millones originado principalmente en Argentina que presenta una disminución de US\$ 30,9 millones debido principalmente a menores ingresos de crudo por menor volumen (-23% vs 2016) e incentivos a la exportación que no aplicaron para el 2017. Asimismo, Egipto presenta una disminución de US\$ 2,2 millones debido a menor volumen (-19% vs 2016). Lo anterior, se ve contrarrestado con Ecuador que tiene un aumento de US\$ 26,2 millones asociados a PBH-I y MDC por mayor producción versus el año anterior (+23% y +20% respectivamente).

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

COSTOS DE VENTAS

Los costos de ventas de Enap Sipetrol S.A., al 31 de diciembre de 2017 disminuyeron en US\$ 5,9 millones, manteniéndose el margen de beneficio bruto en 30%, al igual que en el ejercicio anterior. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costos de ventas a Ingresos de actividades	dic-17	%	dic-16	%	Var. US\$
Ingresos de actividades ordinarias	379,5	100%	386,5	100%	(7,0)
Costos de ventas	(265,1)	-70%	(271,0)	-70%	5,9
Margen bruto	114,4	30%	115,5	30%	(1,1)

MARGEN BRUTO

Al 31 de diciembre de 2017 hubo una disminución en el margen bruto respecto al ejercicio 2016 de US\$ 1,1 millones (1,0%), principalmente por menores ingresos de 1,8% en tanto los menores costos de venta disminuyeron en un 2,2%.

La variación del Margen Bruto de US\$ -1,1 millones respecto al ejercicio anterior, es producto de una disminución en el margen en Argentina donde hubo menores ingresos de crudo por menores volúmenes a venta. Lo anterior, fue compensado por aumentos en ingresos y margen de Ecuador de US\$ 22,2 millones por mayor producción (+21% vs 2016) y un mayor margen en Egipto de US\$ 4 millones, debido a menor lifting cost y menores costos de transporte asociados al funcionamiento del pipeline.

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Otros gastos por función aumentaron US\$ 40,6 millones al pasar de US\$22,7 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 63,3 millones al 31 de diciembre de 2017, principalmente debido al impairment realizado en Argentina por Pampa del Castillo-La guitarra de US\$ 34,4 y deterioro por US\$ 21,8 millones en Campamento Central Cañadón Perdido (CCCP); compensado parcialmente por la provisión incobrables realizada en el año 2016 por US\$ 13,8 millones en ENAP Sipetrol Argentina S.A.

Los costos financieros presentaron una disminución de US\$ 9,4 millones respecto al ejercicio 2016 al pasar de US\$ 17,6 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 8,2 millones al 31 de diciembre de 2017 debido principalmente a la obtención de menores tasas en los créditos pactados en el ejercicio 2017 por US\$ 4,7 millones que durante el año 2016 (por la utilización de sobregiros bancarios); y al aumento de la capitalización de intereses por US\$ 6,2 millones asociado al proyecto PIAM.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 31 de diciembre de 2017 el total de activos presenta un aumento de US\$ 215,3 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2016. Este aumento se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

- Propiedades, planta y equipo, neto; aumentó en US\$ 70,0 millones al pasar de US\$ 552,2 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 622,2 millones al 31 de diciembre de 2017 (12,7%) principalmente debido a un incremento de US\$ 244,2 millones en adiciones (proyecto PIAM en Argentina), neto de depreciaciones del ejercicio por US\$ 61,9 millones, y neto de la reclasificación a activos para la venta de la inversión campos petrolíferos Pampa del Castillo-La Guitarra en Argentina por US\$45,7 y ajuste por deterioro y otros abonos por US\$ 66,6 millones.
- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, aumentan en US\$ 40,4 millones al pasar de US\$ 180,6 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 221,0 millones al 31 de diciembre de 2017 con la matriz ENAP.
- Otros activos corrientes, aumenta en US\$ 31,2 millones al pasar de US\$ 12,5 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 43,7 millones al 31 de diciembre de 2017 principalmente por US\$ 41,0 millones de aumento en activos clasificados para la venta correspondiente a Pampa del Castillo-La Guitarra, compensado en parte por la disminución de Otros activos financieros corrientes que disminuye en US\$ 10,9 millones, relacionados a “Bonos de la Nación Argentina” BONAR 2024.
- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corriente aumentan en US\$ 25,6 millones al pasar de US\$ 149,9 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 175,5 millones al 31 de diciembre de 2017, principalmente por un aumento de US\$21 millones en la filial de Ecuador, por una extensión en el plazo promedio de cobro a la Secretaria de Hidrocarburos de Ecuador, en menor medida por una mayor facturación asociada al aumento de producción.
- Activos por impuestos corrientes aumentan en US\$ 22,5 millones al pasar de US\$ 19,4 millones al 31 de diciembre de 2016 a US\$ 41,9 millones al 31 de diciembre de 2017 principalmente en las cuentas IVA crédito fiscal-Argentina, e impuestos por recuperar en Ecuador y Argentina.

Compensado en parte principalmente por:

- Otros activos, no corriente que disminuyen en US\$ 9,7 millones (96,0%) y corresponde a impuesto por recuperar de largo plazo en filial de Argentina los cuales al cierre de 2017 fueron reclasificados al corto plazo (rubro impuesto por recuperar).

PASIVOS

Al 31 de diciembre de 2017 los pasivos en su conjunto aumentaron US\$ 203,1 millones con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2016, (55,3%). Las principales variaciones corresponden a:

- Aumento en Otros pasivos financieros corrientes de US\$ 115,8 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 64,6 millones a US\$ 180,4 millones al 31 de diciembre de 2017 (179,3%), asociado al crédito recibido de ‘The Bank of Nova Scotia’, The Bank of New York Mellon, Citibank N.A., Banco Itaú Argentina S.A., Banco Santander y BBVA, Banco francés S.A. compensado en parte por la disminución de sobregiros bancarios por MMUS\$ 16,4.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

- Aumento en Otros pasivos financieros no corrientes de US\$ 49,7 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 128,8 millones a US\$ 178,5 millones al 31 de diciembre de 2017 (38,6%), debido principalmente a aumento en préstamos en filial Enap Sipetrol Argentina S.A. quienes firmaron un contrato de crédito con The Bank of Nova Scotia, como segundo financiamiento del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) por US\$80 millones.
- Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de US\$ 43,7 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 55,9 millones a US\$ 99,6 millones al 31 de diciembre de 2017 (78,2%), debido al reconocimiento de deterioros financiero de los Bloques PDC y CCCP y por reconocimiento de pérdida tributaria en Argentina de US\$ 14,8 millones.

Compensado en parte principalmente por:

- Disminución en Pasivos por impuestos diferidos de US\$ 28,7 millones por utilización de la diferencia temporal correspondiente a los activos de Propiedad, planta y equipos.

PATRIMONIO NETO

El patrimonio aumentó desde los US\$ 609,6 millones del 31 de diciembre de 2016, a US\$ 621,8 millones al 31 de diciembre de 2017 producto de la utilidad del ejercicio de US\$ 12,4 millones.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

El flujo de efectivo consolidado al 31 de diciembre de 2017 alcanzó a US\$ 39,7 millones, que se compara con el alcanzado al 31 de diciembre de 2016 de US\$ 32,6 millones.

- Los flujos de efectivo procedentes/utilizados en actividades de operación presentaron un aumento de US\$ 67,8 millones (96,1%) principalmente por la disminución en pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.
- Los flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión aumentaron en US\$ 156,5 millones (122,9%) dado principalmente por aumento en compra de propiedades planta y equipo y préstamos a entidades relacionadas.
- Los flujos de efectivo procedentes de actividades de financiación pasaron de US\$ 93,4 millones al 31 de diciembre de 2016 a una obtención de financiamiento de US\$ 157,5 millones al 31 de diciembre de 2017 por aumento en los importes procedente de los préstamos tanto de largo como corto plazo.

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	dic-17	dic-16	Var. US\$	Var.%
Flujos de efectivo utilizados/procedentes de actividades de operación	138,2	70,5	67,8	96,1%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(283,7)	(127,3)	(156,5)	122,9%
Flujos de efectivo utilizados/procedentes en actividades de financiación	157,5	64,2	93,4	145,5%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	12,0	7,4	4,7	63,0%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(4,9)	(12,6)	7,7	61,2%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	7,1	(5,2)	12,4	236,5%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	32,6	37,8	(5,2)	13,9%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	39,7	32,6	7,1	22,0%

5.- EBITDA

El resultado de Enap Sipetrol S.A., se tradujo en un EBITDA al 31 de diciembre de 2017 que alcanzó a US\$ 148,5 millones, aumentando el generado en el ejercicio 2016, de US\$ 135,6 millones, lo que equivale a una variación de 9,5%. La conciliación del EBITDA a partir del margen bruto se presenta a continuación:

EBITDA	dic-17	dic-16	Var. US\$	Var.%
Margen Bruto	114,4	115,5	(1,1)	0,9%
Otros ingresos, por función	2,4	2,2	0,2	10,2%
Costos de distribución	(7,0)	(7,8)	0,8	9,9%
Gastos de administración	(20,9)	(23,1)	2,2	9,6%
Otros gastos, por función	(63,3)	(22,7)	(40,5)	178,3%
Resultado Operacional	25,6	64,1	(38,5)	60,0%
Depreciación y cuota de agotamiento	61,9	65,3	(3,4)	5,2%
Abandono pozos exploratorios	0,6	3,0	(2,4)	80,9%
Estudios geológicos y costos no absorbidos	1,9	3,2	(1,3)	40,9%
Amortización Derechos de Uso.	2,3	0,0	2,3	indet.
Otras provisiones no operacionales	56,2	0,0	56,2	indet.
EBITDA	148,5	135,6	12,9	9,5%

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de las unidades de negocio de Enap Sipetrol S.A., para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Información por segmentos de negocios	CHILE dic-17	CHILE dic-16	ARG. dic-17	ARG. dic-16	ECU. dic-17	ECU. dic-16	EGI dic-17	EGI dic-16	TOTAL dic-17	TOTAL dic-16
Ingresos actividades ordinarias	0,1	0,2	196,5	227,4	124,0	97,8	58,9	61,1	379,5	386,5
Costos de ventas	(3,1)	(2,7)	(186,1)	(189,6)	(61,0)	(57,0)	(15,5)	(21,7)	(265,7)	(271,0)
Margen bruto	(3,0)	(2,5)	10,4	37,8	63,0	40,8	43,4	39,4	113,8	115,5

7.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

Los principales indicadores financieros de liquidez, endeudamiento, actividad y rentabilidad de Enap Sipetrol S.A., se detallan a continuación:

LIQUIDEZ		dic-17	dic-16	Var.	Var. %
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	0,97	1,38	(0,40)	29,3%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,91	1,33	(0,41)	31,2%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		dic-17	dic-16	Var.	Var. %
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	0,92	0,60	0,31	52,2%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	0,50	0,23	0,27	115,4%
Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	50,27	33,38	16,89	50,6%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	49,73	66,62	(16,89)	25,3%
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	18,02	7,73	10,30	1,33

⁽¹⁾ Razón de endeudamiento = (Total pasivos corrientes + Total pasivos no corrientes) / Patrimonio total

⁽²⁾ Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros-efect y eq al efect) / 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 = EBITDA / Costos financieros

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

ACTIVIDAD		dic-17	dic-16	Var.	Var. %
Activos					
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	1.191,9	976,7	215,2	22,0%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	1.084,3	930,9	153,4	16,5%
Inventarios					
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	19,32	40,89	(21,57)	52,8%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	0,62	0,29	0,33	111,7%

⁽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		dic-17	dic-16	Var.	Var. %
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	2,01	4,28	(2,27)	53,1%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	1,14	2,74	(1,60)	58,5%
Utilidad (pérdida) por acción ⁽³⁾	(US\$)	0,15	0,31	(0,16)	51,6%

⁽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

⁽³⁾ Utilidad (pérdida) por acción = Resultado últimos 12 meses / Número de acciones

8.- 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.

Deterioro de activos financieros - Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor justo a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido impactados.

Las inversiones financieras de Enap Sipetrol S.A. son realizadas en instituciones de la más alta calidad crediticia y mantenidas en el corto plazo, por lo que no presentan a la fecha un indicio de deterioro respecto de su valor libro.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor en libros del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimada, descontada a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. En función de lo indicado en NIC 39, las cuentas por cobrar y a pagar a corto plazo, sin tasa de interés establecido, se valorizan por el monto de la factura original ya que el efecto del descuento no es relativamente importante.

Para determinar si los títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, han sufrido pérdidas por deterioro, se considerará si ha habido un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS POR ELE EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo, para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados acumulados se reversan del patrimonio y se reconoce en el estado de resultados en el rubro “Otros gastos por función”. Estas pérdidas por deterioro del valor, reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio, no se revierten.

Al cierre de los presentes estados financieros, no se aprecian diferencias significativas entre los valores económicos y de libros de los principales activos de la Sociedad. Sin embargo, es importante destacar que, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, las inversiones en sociedades filiales y coligadas se valorizan según el método de valor proporcional del patrimonio de las respectivas empresas.

9.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Precio del Petróleo Crudo

Durante el 2017, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent ICE registró un promedio de 54,8 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, un 22 % mayor respecto al promedio del año 2016 (45,1 US\$/bbl).

Esta importante recuperación del precio se explica principalmente como el resultado positivo de la estrategia tomada por la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y otros países productores como Rusia a fines del año 2016 con el fin de disminuir la sobreoferta mundial que imperaba y que había llevado el precio del Brent a niveles de 27,5 US\$/bbl por una situación de sobreoferta en el mercado mundial que comenzó el 2014 y se prolongó a lo largo de 2015 y primer semestre del 2016.

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, enero 2018) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 98,4 millones de barriles por día (MM bpd) en 2017, mientras que la oferta mundial fue 97,9 MMbpd, generándose en consecuencia una disminución de inventarios, a nivel mundial, de 0,7 MMbpd con respecto al 2016.

MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2017 (Cifras en millones de barriles diarios)

	Ene-Dic 2017	Ene-Dic 2016	Variación
DEMANDA	98,39	96,95	1,44
OECD	47,11	46,75	0,36
NO-OECD	51,28	50,20	1,07
OFERTA	97,97	97,21	0,75
Norteamérica	22,69	21,94	0,75
Resto NO-OPEP	35,97	36,04	-0,07
LGN y Condensados OPEP	6,84	6,55	0,29
Crudo OPEP	32,47	32,68	-0,21
INVENTARIOS	-0,4	0,3	-0,7
<i>Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook January 2018"</i>			

A inicios del año 2017, el precio del crudo oscilaba en torno a los 55 US\$/bbl, luego de que la OPEP y Rusia dieran señales de cumplimiento a los recortes de producción acordados en noviembre del año anterior por todo el 2017. Durante el primer trimestre del año los precios se mantuvieron alrededor de este nivel. Ya en marzo el mercado empieza a manifestar pesimismo por el creciente número de rigs de shale oil en EE.UU., lo cual generaba una amenaza para la ansiada disminución de la sobreoferta mundial.

A inicios de abril, EE.UU. llevó a cabo un ataque con misiles en Siria a raíz del ataque con armas químicas perpetrado por el gobierno sirio contra sus propios civiles. Si bien la producción de crudo por parte de Siria es menor, su posición cercana a Irak y Turquía hizo que el mercado tomara atención a este suceso. Posteriormente, este impulso en los precios se empezó a revertir una vez que comenzaban a surgir preocupaciones en torno al equilibrio de mercado producto de un continuo crecimiento de la industria del shale oil en EE.UU. acompañado de un menor cumplimiento de los recortes comprometidos y una recuperación productiva que empezó a exhibir Libia, país perteneciente a la OPEP y eximido de los recortes.

A finales de mayo, la OPEP y Rusia trataron de detener esta presión sobre los precios a través de la extensión de recortes hasta marzo de 2018. Sin embargo, esto finalmente terminó por deprimir los precios al generar dudas sobre su cumplimiento y mantener en líneas generales las mismas condiciones del acuerdo suscrito para la primera mitad del presente año. A pesar de que Arabia Saudita comprometía su credibilidad al expresar que los nuevos recortes se verían reflejados en las exportaciones hacia EE.UU. la falta de señales, como aumentar las cuotas de recortes, no revirtió la tendencia.

Bajo este contexto, a inicios de julio la OPEP y Rusia dieron una importante señal en San Petersburgo. Acordaron recomendar una prórroga de la política de recortes en caso de que no se consiguiera estabilizar el mercado y Arabia Saudita se comprometió a continuar limitando sus exportaciones a 6,6 MMbd, su menor nivel desde octubre de 2014 y 1 MMbd menos que lo realizado hace un año.

A finales de agosto y hasta finales de año comenzaron a surgir importantes disrupciones en el mercado internacional. EE.UU. impuso importantes sanciones económicas a Venezuela las que entre otras cosas prohibía a empresas y personas estadounidenses transar bonos con el gobierno soberano y PDVSA. La llegada efectiva del Huracán Harvey a la Costa del Golfo tuvo efectos significativos en los precios del crudo y sus derivados. Las inundaciones y las fallas de energía ocasionadas por el huracán redujeron la capacidad de refinación de EE.UU. en alrededor de 4,25 MMbd, lo que equivalía a un 22% del total de su capacidad. A finales de septiembre, un referéndum independentista al norte de Irak generó disputas entre árabes y kurdos en zonas que concentran importantes reservas de petróleo.

A inicios de noviembre, aconteció una detención masiva en Arabia Saudita liderada por el príncipe heredero Mohammed Bin Salman contra altas autoridades saudíes. 11 príncipes y diversos funcionarios de gobierno fueron detenidos por Bin Salman, conocido apoyador de la extensión de los recortes de producción por el todo el año 2018. En diciembre, una fuga detuvo las operaciones en el oleoducto de Forties por el cual pasa cerca del 40% de la producción británica del Mar del Norte. Similarmente, una explosión en importante oleoducto de Libia redujo su producción en 100 Mbd.

Pese a que las disrupciones fueron un factor relevante en la evolución de los precios, la decisión de la OPEP y Rusia de extender los recortes por todo el 2018 fue el principal factor que explicó el alza sostenida que exhibió el crudo en el mes de diciembre y que le permitió superar los 65 US\$/bbbl. En reunión celebrada el 30 de noviembre no sólo acordaron extender, también se decidió limitar la producción combinada de Nigeria y Libia que habían estado exentos de recortes debido a disturbios que habían afectado su producción.

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 aumentaron durante el año 2017 en relación al 2016, siguiendo a grandes rasgos la trayectoria del precio del crudo Brent ICE.

El precio de la gasolina promedió 67,7 US\$/bbl en el 2017, aumentando así en 19% con respecto al 2016. El precio de la gasolina aumentó en línea con el precio del crudo, durante este año los inventarios de gasolinas terminadas en EE.UU. disminuyeron en 2,3 MMbbls ubicándose en niveles promedio de los últimos 5 años. Por otra parte, la demanda en EE.UU. experimentó un aumento de 185 Mbd.

En el caso del precio del diésel, el promedio de 2017 fue 68,6 US\$/bbl, esto es, 23 % mayor al promedio de 2016. El precio del diésel aumentó en línea con el precio del crudo, y durante este año los inventarios de diésel en EE.UU. disminuyeron en 22,9 MMbbls ubicándose en niveles promedio de los últimos 5 años. Adicionalmente, la demanda en EE.UU. experimentó un aumento de 185 Mbd.

Al respecto, es importante destacar el efecto que tuvo el Huracán Harvey en los precios de estos productos. En particular, la producción de productos derivados se vio debilitada, así como también el suministro de éstos a través del oleoducto Colonial, el cual conecta Texas y Louisiana con la costa este de EE.UU. Bajo este contexto, caracterizado por el cierre de refinerías en todo Texas – incluyendo las de mayor capacidad – los productos se volvieron más escasos lo cual impulsó sus precios.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 46,1 US\$/bbl durante 2017, con un aumento de 44 % con respecto a 2016. El precio del fuel oil N° 6 aumentó en mayor proporción que el crudo debido a un repunte de la demanda en los mercados asiáticos para combustibles marinos, sumado a una menor producción en refinerías rusas por mantenciones no programadas, lo cual movilizó exportaciones desde el mercado norteamericano hacia Asia y Europa.

10.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.

Enap Sipetrol S.A. realiza directa, o en asociación con terceros, fuera del territorio nacional, actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

Las actividades de Enap Sipetrol S.A. son realizadas en dos segmentos, a) América Latina, que incluye operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos, Argentina y Ecuador y b) Medio Oriente y Norte de África (MENA), que incluye operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos en Egipto.

En ambos segmentos se constituyen filiales y sucursales para realizar las operaciones necesarias del negocio de la Sociedad según se señala a continuación:

a) Explotación

(a) Área Magallanes – Argentina

Con fecha 4 de enero de 1991, Sociedad Internacional Petrolera S.A. (luego de varias transformaciones, hoy Enap Sipetrol Argentina S.A.) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (luego de varias transformaciones, hoy YPF S.A.) celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos en Área Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina.

Enap Sipetrol Argentina S.A. como operador de esta concesión, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área.

Con fecha 17 de noviembre de 2014, la Sociedad, representada por su Gerente General y el Presidente y CEO de YPF, firmaron un acuerdo para extender la Unión Transitoria de Empresas (UTE), que ambas compañías comparten en partes iguales en el Área Magallanes, en el sur de Argentina. Este acuerdo, permite extender el plazo de amortización de las reservas probadas.

El gobierno argentino dio a conocer en el mes de enero de 2016 la Decisión Administrativa N°1 por la cual el Estado Nacional extendió por 10 años la Concesión de Explotación de Hidrocarburos que YPF mantiene en la zona off shore (Costa Afuera) Área Magallanes.

A la fecha se continúa trabajando en PIAM (Proyecto Incremental Área Magallanes) cuyo objetivo es aumentar la producción de gas natural y crudo asociado. Su puesta en marcha se estima para el mes de Abril de 2018.

(b) Campamento Central - Cañadón Perdido - Argentina

En diciembre de 2000, Enap Sipetrol S.A. (luego Enap Sipetrol Argentina S.A.) firmó con YPF S.A. un acuerdo a través del cual este último cede y transfiere a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 50% de la concesión que YPF S.A. es titular para la explotación de hidrocarburos sobre las áreas denominadas Campamento Central - Cañadón Perdido, en la provincia de Chubut - República de Argentina, que se rige por la Ley N° 24.145 y sus normas complementarias y reglamentarias, siendo YPF S.A. quien realiza las labores de operador de esta concesión.

Con fecha 26 de diciembre de 2013, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. obtuvieron de parte de la provincia del Chubut la extensión de esta concesión de explotación por un plazo adicional de 10 años hasta 2027, que puede ser extendido por un ejercicio adicional de 20 años, hasta el 14 de Noviembre del año 2047.

(c) Pampa del Castillo – Argentina

Con fecha 25 de septiembre de 2001, Pecom Energía S.A. cedió a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 100% de los derechos de la concesión de explotación del área hidrocarburíferas denominada Pampa del Castillo - La Guitarra, localizada en la provincia de Chubut, Argentina. Con fecha 15 de Mayo de 2015 se firmó la extensión de la Concesión por otros 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, y con una opción adicional de prórroga por 20 años más.

Con fecha 1 de Octubre de 2015, la Legislatura de la Provincia del Chubut ratificó el Acuerdo de extensión de la Concesión de Explotación del Área Pampa del Castillo-La Guitarra, el cual fue firmado el 15 de mayo de 2016 entre Enap Sipetrol Argentina y la Provincia.

A partir de ello, la compañía obtiene formal y definitivamente la extensión de la Concesión por 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, con una opción adicional de prorrogar su permanencia como operadora en el Área por 20 años más.

Asimismo, y como parte del acuerdo firmado, Enap Sipetrol Argentina y la empresa provincial estatal de energía Petrominera Chubut conformarán una Unión Transitoria de Empresas donde un 12% de participación de la Concesión estará en manos de la empresa provincial, mientras que el 88% restante estará en manos de Enap Sipetrol Argentina, quien continuará siendo la operadora del Área.

(d) Cam 2A Sur - Argentina

En decisión administrativa N° 14 del 29 de enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF y Enap Sipetrol Argentina S.A. el Permiso de Exploración sobre el Área “Cuenca Austral Marina 2/A SUR” (CAM 2/A SUR). Con fecha 7 de octubre de 2002, Enap Sipetrol Argentina S.A. (Operador) e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), ubicada en las Provincias de Tierra del Fuego.

La concesión de explotación tiene un plazo de 25 años (vencimiento 2028), el cual puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años.

(e) Bloque Mauro Dávalos Cordero (MDC) – Ecuador

(Proyecto de Explotación y Exploración. Enap SIPEC es operador, con 100% de participación)

Este bloque ubicado en la región amazónica de Ecuador, opera bajo la modalidad de prestación de servicios al estado ecuatoriano. Este contrato fue suscrito el 23 de noviembre de 2010 y tiene vigencia desde el 1 de enero de 2011 hasta diciembre de 2025.

En MDC se han desarrollado proyectos de Recuperación Secundaria.

Durante el 2016 se inició un proceso de renegociación con la Secretaría de Hidrocarburos (SHE) que logró la ampliación del plazo del contrato desde el año 2025 al 2034 y un incremento de la tarifa de producción incremental de US\$\$/Bbl 18,66 a US\$\$/Bbl 20,62 a cambio de inversiones en el pozo sidetrack MDC-12 que se realizó durante el 2016 y el compromiso de 2 pozos productores y uno inyector para el 2017. Este nuevo contrato entró en vigencia con fecha efectiva el 4 de Enero de 2017.

Actualmente se continúa con las actividades de perforación en el bloque, durante el 2017 se perforaron seis pozos productores (MDC-25, MDC-28, MDC-29, MDC-30, MDC-26, MDC-31) y un pozo inyector (MDC-27 WIW).

(f) Bloque 28 - Ecuador

Con fecha abril de 2015 la Empresa firmó un contrato, suscrito en la forma de Consorcio, conformado por ENAP SIPEC, la petrolera estatal ecuatoriana Petroamazonas y Belorusneft, otorga el derecho a ENAP SIPEC a realizar como operador, actividades exploratorias de manera secuencial, es decir, a ir comprometiendo más inversiones en función de los resultados que se vayan obteniendo.

Durante el 2016 se perforó un pozo estratigráfico Apangora-1, junto con la construcción de las vías de acceso a dicho pozo. Además se adquirieron terrenos para plataforma, más vías de acceso para locación de pozo exploratorio y finalmente se realizaron actividades comunitarias.

(g) East Rast Qattara - Egipto

En el marco del proceso de licitación para el año 2002, abierto por la Compañía General Petrolera Egipcia (EGPC) para presentar ofertas para diversos bloques en el Western Desert, la filial Sipetrol International S.A., en conjunto con la empresa australiana Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el Bloque East Ras Qattara.

El contrato se firmó el 30 de marzo de 2004 ante el Ministerio de petróleo egipcio, con una participación de Sipetrol International S.A., sucursal Egipto, del 50,5% (Operador) y de Oil Search Ltd., 49,5%.

En Diciembre de 2007, se dio inicio a la etapa de explotación y en Agosto de 2008 la empresa Australiana Oil Search Limited materializó la venta de la totalidad de su participación a Kuwait Energy Company.

Las actividades en el bloque han sido exitosas, agregándose 9 descubrimientos a la fecha. Esto ha permitido incrementar las reservas de crudo en el área.

Actualmente continúan las actividades en el bloque.

b) Exploración

(a) E2 (Ex CAM 3 y CAM 1) - Argentina

El Área CAM-1 (Cuenca Austral Marina 1) fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF S.A., por la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quien aceptó la oferta realizada por las empresas durante el Concurso Público Internacional convocado para esta licitación.

El área se encuentra ubicada en el océano Atlántico en la zona austral de Argentina y es contigua a otras concesiones donde actualmente Enap Sipetrol Argentina S.A. explora y produce hidrocarburos.

Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF conformaron una Unión Transitoria de Empresas (UTE), destinada a realizar exploraciones de hidrocarburos en esta área y proceder a su explotación comercial en caso que las exploraciones fueran exitosas.

Durante el mes de octubre de 2005 la Sociedad recibió una comunicación de la Secretaría de Energía, mediante la cual informa a Enap Sipetrol Argentina S.A. que el área de explotación CAM-1 sería registrada a nombre de ENARSA (empresa propiedad del Estado Nacional). Esto último sustentado en el hecho que el área había sido adjudicada a Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. durante el año 2003 por la Secretaría de Energía, pero que se encontraba pendiente la decisión administrativa del Poder Ejecutivo Nacional que la aprobará.

Con fecha 26 de septiembre de 2006, se suscribió un convenio de asociación entre ENARSA, Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. mediante el cual las partes acordaron suscribir un contrato de UTE, cuya participación de cada uno es de un 33,33%. ENARSA, como titular del área CAM 1 (en adelante E2), aporta este bloque y Enap Sipetrol Argentina S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3. Formalmente Enap Sipetrol y Repsol YPF revirtieron el bloque CAM 3 a la Secretaría de Energía para su posterior adjudicación por parte de ésta al nuevo consorcio.

En el marco del convenio celebrado entre ENARSA, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. para la exploración, desarrollo y eventual explotación conjunta de la nueva área E2, la Secretaría de Energía aceptó transferir a ENARSA el área CAM-3, la cual junto con la ex área CAM-1 integra la mencionada área E2, objeto del convenio. Asimismo, la Secretaría de Energía aceptó compensar las inversiones pendientes

comprometidas en el área CAM-3 con el compromiso de perforar un segundo pozo de exploración dentro de la nueva área E2.

Las partes suscribieron con fecha 30 de junio de 2008, el Contrato de Unión Transitoria de Empresas para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Área E2, a fin de regular los derechos y obligaciones entre Enap Sipetrol Argentina S.A., YPF S.A. y Energía Argentina S.A. (ENARSA) en su calidad de socios y coparticipes en la exploración y explotación del área E2.

El plazo de duración de esta UTE vence el 25 de septiembre de 2023.

(b) Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBH-I) - Ecuador

En el bloque PBH se han realizado actividades de perforación con buenos resultados. En 2013, se renegotió el contrato y se mejoraron las tarifas en el bloque, lo que permitió perforar 4 pozos de desarrollo adicionales.

Durante el 2014 se realizó la perforación de 2 pozos de desarrollo (Huachito-4 y Paraíso-24), obteniéndose buenos resultados. Durante el 2015, se perforaron 2 pozos de desarrollo (HUA-05, PSO-25), siendo el primero de estos declarado seco. En abril de 2015 se firmó la extensión del contrato hasta el 2034.

Durante el 2012 en el bloque Intracampos, se realizó una sísmica 3D y en el 2013 comenzó la perforación del primer pozo exploratorio (Inchi) la cual finalizó el 2014 con resultados exitosos. Posteriormente, se continuó con la perforación del segundo exploratorio (Copal) el cual fue cerrado debido al bajo aporte de producción.

Con fecha abril de 2015 la Empresa firmó un contrato con Gobierno del Ecuador, que corresponde a una extensión de la vigencia del Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBHI) hasta el año 2034. Durante el 2015, se perforaron 2 pozos de desarrollo (Inchi A-4 e Inchi A-5) con buenos resultados y durante el 2016 se perforaron 4 pozos exitosos de desarrollo y avanzada (Inchi B-2, Inchi B-6, Inchi B-7 e Inchi A-8).

A fines de 2016 dado un buen escenario económico se logró adelantar la perforación de los pozos productores Inchi B-6 e Inchi B-7 que se encontraban comprometidos en el programa de 2017. Actualmente se continúa con las actividades de perforación en el bloque.

Durante Julio de 2017 se perforó el pozo Inchi C-3, el que se encuentra en pruebas de producción con resultados positivos.

11.- RIESGOS DEL NEGOCIO.

Enap Sipetrol S.A., a través de su matriz 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.