



# **ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**

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

**CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO  
TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018**

**ENAP SIPETROL S.A.**

**2018**

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018**

A continuación, se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Enap Sipetrol S.A., y Filiales, al 31 de diciembre de 2018 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, y los resultados consolidados de Enap Sipetrol S.A., y Filiales, para el período comprendido entre el 01 de enero y el 31 de diciembre de los años 2018 y 2017. Todas las cifras están expresadas en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS).

**1.- RESUMEN EJECUTIVO**

Enap Sipetrol S.A., tuvo una utilidad de US\$ 62,8 millones, que se compara con los US\$ 12,4 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2017, por otra parte, el EBITDA alcanzó a US\$ 252,3 millones, superando los US\$ 148,5 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2017.

El patrimonio de Enap Sipetrol S.A. llega a US\$ 685,1 millones superando los US\$ 621,8 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2017.

El Margen Bruto de Enap Sipetrol S.A. tuvo una variación positiva de US\$ 82,0 millones respecto al ejercicio anterior, explicado principalmente por Argentina debido a mayores ingresos de crudo por US\$ 33 millones por mayor volumen a venta y mejores precios, así como también mayores ingresos de gas por US\$ 35,4 millones por mayor volumen a venta. Lo anterior se contrarresta con mayores impuestos a la producción por US\$ 10,5 millones debido a los mayores ingresos. Ecuador presenta un aumento del margen por US\$ 25,5 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayor producción dado los buenos resultados de los pozos del MDC y la operación en Egipto tuvo un mayor margen de US\$ 8,7 millones respecto al año anterior principalmente por mayores ingresos de crudo debido al mejor precio del Brent. Todo lo anterior se compensa parcialmente con una pérdida en la venta de crudo de Sipetrol International a Enap Refinerías S.A. por US\$ 6,1 millones y gastos de corporativos en Sipetrol matriz.

**RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	dic-18	dic-17	Var. US\$	Var. %
Ingresos de actividades ordinarias	555,0	379,5	175,5	46,2%
Costos de ventas	(358,6)	(265,1)	(93,5)	35,3%
<b>Margen bruto</b>	<b>196,4</b>	<b>114,4</b>	<b>82,0</b>	<b>71,7%</b>
Otros ingresos, por función	22,8	2,4	20,4	850,0%
Costos de distribución	(7,3)	(7,0)	(0,3)	4,3%
Gasto de administración	(23,5)	(20,9)	(2,6)	12,4%
Otros gastos, por función	(42,8)	(63,3)	20,5	32,4%
<b>Ganancia de actividades operacionales</b>	<b>145,6</b>	<b>25,6</b>	<b>120,0</b>	<b>469,1%</b>
Otras ganancias (pérdidas)	1,1	0,0	1,1	0,0%
Ingresos financieros	6,1	3,2	2,9	90,6%
Costos financieros	(20,1)	(8,2)	(11,9)	145,1%
Diferencias de cambio	(22,7)	(10,7)	(12,0)	112,1%
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>110,0</b>	<b>9,9</b>	<b>100,1</b>	<b>1011,1%</b>
Gasto (beneficio) por impuestos a las ganancias	(47,2)	2,5	(49,7)	1988,0%
<b>Utilidad del ejercicio</b>	<b>62,8</b>	<b>12,4</b>	<b>50,4</b>	<b>408,3%</b>

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018**

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	dic-18	dic-17	Var. US\$	Var.%
<b>ACTIVOS</b>	<b>1.233,2</b>	<b>1.191,9</b>	<b>41,3</b>	<b>3,5%</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	35,8	39,7	(3,9)	9,8%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	132,6	175,5	(42,9)	24,4%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	1,5	8,2	(6,7)	81,7%
Inventarios	2,6	19,8	(17,2)	86,9%
Activos por impuestos corrientes	20,5	41,9	(21,4)	51,1%
Otros activos corrientes	0,6	43,7	(43,1)	98,6%
Otros activos financieros, no corrientes	7,7	7,7	0,0	0,0%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	328,9	221,0	107,9	48,8%
Propiedades, planta y equipo, neto	685,7	622,2	63,5	10,2%
Derechos de uso	15,9	7,6	8,3	109,2%
Activos por impuestos diferidos	1,2	4,3	(3,1)	72,1%
Otros activos no corrientes	0,2	0,3	(0,1)	33,3%
<b>PASIVOS</b>	<b>548,1</b>	<b>570,1</b>	<b>(22,0)</b>	<b>3,9%</b>
Otros pasivos financieros corrientes	120,4	180,4	(60,0)	33,3%
Pasivos por arrendamientos, corrientes	3,0	2,2	0,8	36,4%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	59,8	99,6	(39,8)	40,0%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	14,5	15,6	(1,1)	7,1%
Otros pasivos corrientes	47,6	40,5	7,1	17,5%
Otros pasivos financieros no corrientes	217,3	178,5	38,8	21,7%
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	13,2	5,6	7,6	135,7%
Otras provisiones no corrientes	51,7	34,3	17,4	50,7%
Pasivos por impuestos diferidos	9,5	4,5	5,0	111,1%
Otros pasivos no corrientes	11,1	8,9	2,2	24,7%
<b>PATRIMONIO</b>	<b>685,1</b>	<b>621,8</b>	<b>63,3</b>	<b>10,2%</b>

## 2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

### INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 555,0 millones al 31 de diciembre de 2018, los cuales se comparan con US\$ 379,5 millones al 31 de diciembre de 2017, originado principalmente en la filial Sipetrol Argentina con un aumento de US\$ 65,2 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayores volúmenes y precios y mayores ingresos de gas por mayor volumen; seguido de la filial en Ecuador que aumentó en US\$ 30,4 millones los ingresos asociados principalmente al campo petrolero MDC por mayor producción versus el año anterior (+27%). Egipto aumentó los ingresos en US\$ 11,5 millones debido a mayor precio de Brent. Adicionalmente durante año 2018, Sipetrol International vendió crudo a Enap Refinerías S.A. por US\$ 68,5 millones (US\$ 0 en 2017).

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018**

**COSTOS DE VENTAS**

Los costos de ventas de Enap Sipetrol S.A., al 31 de diciembre de 2018 aumentaron US\$ 93,5 millones. El margen de beneficio bruto aumenta a 35%, comparado con el 30% en el ejercicio anterior. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costos de ventas a Ingresos de actividades	dic-18	%	dic-17	%	Var. US\$
Ingresos de actividades ordinarias	555,0	100%	379,5	100%	175,5
Costos de ventas	(358,6)	-65%	(265,1)	-70%	(93,5)
Margen bruto	196,4	35%	114,4	30%	82,0

**MARGEN BRUTO**

Al 31 de diciembre de 2018 hubo un aumento en el margen bruto respecto al mismo período de 2017 de US\$ 82,0 millones (71,7%), principalmente por mayores ingresos de 46,2% en tanto los costos de venta aumentaron en un 35,3%.

La variación del Margen Bruto de US\$ 82,0 millones respecto al ejercicio anterior, es explicado principalmente por Argentina debido a mayores ingresos de crudo por US\$ 33 millones por mayor volumen a venta y mejores precios, así como también mayores ingresos de gas por US\$ 35,4 millones por mayor volumen a venta. Lo anterior se contrarresta con mayores impuestos a la producción por US\$ 10,5 millones debido a los mayores ingresos. Ecuador presenta un aumento del margen por US\$ 25,5 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayor producción dado los buenos resultados de los pozos del MDC y la operación en Egipto tiene un mayor margen de US\$ 8,7 millones respecto al año anterior principalmente por mayores ingresos de crudo debido al mejor precio del Brent. Todo lo anterior se compensa parcialmente con una pérdida en la venta de crudo de Sipetrol International a Enap Refinerías S.A. por US\$ 6,1 millones y gastos de corporativos en Sipetrol matriz.

**VARIACIONES OTROS RUBROS**

Los Otros ingresos, por función, aumentaron US\$ 20,4 millones al pasar de US\$ 2,4 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 22,8 millones al 31 de diciembre de 2018, principalmente debido a que se presenta en otros ingresos US\$ 15,6 millones por recuperación de cuenta por cobrar provisionada y abono por US\$ 6,2 millones por menor provisión de abandono debido a la ampliación en la concesión CAM 2.

Los Gastos de administración presentaron un aumento de US\$ 2,6 millones respecto al ejercicio 2017 al pasar de US\$ 20,9 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 23,5 millones al 31 de diciembre de 2018 debido principalmente a devaluación de la moneda durante 2018.

Los Otros gastos por función disminuyeron US\$ 20,5 millones, al pasar de un saldo de US\$ 63,3 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 42,8 millones al 31 de diciembre de 2018, debido principalmente a menores deterioros.

Los Costos financieros presentaron un aumento de US\$ 11,9 millones respecto al ejercicio 2017 al pasar de US\$ 8,2 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 20,1 millones al 31 de diciembre de 2018 debido a aumento de obligaciones bancarias en Argentina.

La diferencia de cambio aumentó la pérdida en US\$ 12,0 millones, al pasar de un saldo de US\$ 10,7 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 22,7 millones al 31 de diciembre de 2018 principalmente producto de los efectos de la devaluación de la moneda argentina en el ejercicio (\$ 18,57/US\$ a \$ 41,04/US\$) lo cual afectó significativamente los saldos por cobrar de efectivo e impuestos corrientes.

Los Gastos por impuesto a las ganancias aumentaron desde un beneficio de US\$ 2,5 millones al 31 de diciembre de 2017 a un gasto de US\$ 47,2 millones al 31 de diciembre de 2018 principalmente debido al resultado del ejercicio y efectos de la devaluación en los impuestos locales.

### **3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO**

#### *ACTIVOS*

Al 31 de diciembre de 2018 el total de activos presenta un aumento de US\$ 41,3 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2017. Este aumento se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes disminuyen en US\$ 42,9 millones al pasar de US\$ 175,5 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 132,6 millones al 31 de diciembre de 2018 principalmente debido a una mejor gestión de cobro en Egipto por US\$ 16,9 millones, Argentina por US\$ 16,2 millones y Ecuador por US\$ 9,8 millones cada una la disminución de US\$ 38,6 millones.
- Activos por impuestos corrientes disminuyen en US\$ 21,4 millones al pasar de US\$ 41,9 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 20,5 millones al 31 de diciembre de 2018 principalmente debido a disminución de IVA crédito fiscal en Argentina de US\$ 18,8 millones y a que disminuyen los Impuestos por recuperar en Argentina US\$ 3,7 millones, compensado parcialmente por otras partidas menores.
- Otros activos corrientes disminuyen en US\$ 43,1 millones al pasar de US\$ 43,7 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 0,6 millones al 31 de diciembre de 2018, 98,6%, principalmente debido a que a diciembre de 2017 manteníamos en activos mantenidos para la venta US\$ 41,0 millones correspondientes al Bloque Pampa del Castillo La Guitarra.
- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, aumentan en US\$ 107,9 millones al pasar de US\$ 221,0 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 328,9 millones al 31 de diciembre de 2018, esto es producto de línea de crédito con la matriz ENAP.
- Propiedades, planta y equipo, neto; aumentó en US\$ 63,5 millones al pasar de US\$ 622,2 millones al 31 de diciembre de 2017 a US\$ 685,7 millones al 31 de diciembre de 2018 (10,2%) principalmente debido a un incremento de US\$ 171,9 millones en adiciones, neto de depreciaciones del ejercicio por US\$ 72,7 millones, deterioro de Inversiones en Argentina por US\$ 29,0 millones y otros efectos por US\$ 6,7 millones.

#### *PASIVOS*

Al 31 de diciembre de 2018 los pasivos en su conjunto disminuyeron US\$ 22,0 millones con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2017, (3,9%). Las principales variaciones corresponden a:

- Disminución en Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes de US\$ 21,2 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2017 de US\$ 358,9 millones a US\$ 337,7 millones al 31 de diciembre de 2018, por amortización de deuda asociada créditos de corto plazo.
- Disminución en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de US\$ 39,8 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2017 de US\$ 99,6 millones a US\$ 59,8 millones al 31 de diciembre de 2018 (40,0%), debido a la disminución de acreedores comerciales por actividad de Proyecto PIAM.
- Aumento en Otras provisiones no corrientes de US\$ 17,4 millones, al pasar de un saldo al 31 de diciembre de 2017 de US\$ 34,3 millones a US\$ 51,7 millones al 31 de diciembre de 2018 (50,7%), debido principalmente a la cuenta Desmantelamiento, costos restauración y rehabilitación y que corresponde a los costos estimados futuros por concepto de remediaciones medio ambientales, plataformas y pozos, y que permitirán, al término de las concesiones, dejar en condiciones de reutilizar para otros fines las zonas de explotación. Esta provisión es calculada y contabilizada a valor presente.

#### *PATRIMONIO NETO*

El patrimonio aumentó desde los US\$ 621,8 millones del 31 de diciembre de 2017, a US\$ 685,1 millones al 31 de diciembre de 2018 principalmente producto de la utilidad del ejercicio de US\$ 62,8 millones.

#### **4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO**

El flujo de efectivo consolidado al 31 de diciembre de 2018 alcanzó a US\$ 35,8 millones, que se compara con el alcanzado al 31 de diciembre de 2017 de US\$ 39,7 millones.

- Los flujos de efectivo procedentes/utilizados en actividades de operación presentaron un aumento de US\$ 146,4 millones (105,9%) principalmente por el aumento de cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.
- Los flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión disminuyeron en US\$ 37,9 millones (13,3%) debido principalmente por la venta de Pampa del Castillo la Guitarra por US\$ 33,4 millones.
- Los flujos de efectivo netos de actividades de financiación pasaron de obtención neta de US\$ 157,5 millones al 31 de diciembre de 2017 a una utilización neta de US\$ 34,9 millones al 31 de diciembre de 2018 principalmente porque a diciembre 2018 hubo mayores pagos de préstamos respecto al ejercicio 2017.

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018**

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	dic-18	dic-17	Var. US\$	Var. %
Flujos de efectivo utilizados/procedentes de actividades de operación	284,7	138,2	146,4	105,9%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(245,9)	(283,7)	37,9	13,3%
Flujos de efectivo utilizados/procedentes en actividades de financiación	(34,9)	157,5	(192,4)	122,2%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	3,9	12,0	(8,1)	67,5%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(7,8)	(4,9)	(2,9)	59,0%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(3,9)	7,1	(11,0)	154,2%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	39,7	32,6	7,1	22,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	35,8	39,7	(3,9)	9,8%

## 5.- EBITDA

El resultado de Enap Sipetrol S.A., se tradujo en un EBITDA al 31 de diciembre de 2018 que alcanzó a US\$ 252,3 millones, aumentando el generado en el mismo ejercicio del año 2017 de US\$ 148,5 millones, lo que equivale a una variación de 70,0%. La conciliación del EBITDA a partir del margen bruto se presenta a continuación:

EBITDA	dic-18	dic-17	Var. US\$	Var. %
<b>Margen Bruto</b>	<b>196,3</b>	<b>114,4</b>	<b>82,1</b>	<b>71,7%</b>
Otros ingresos, por función	22,8	2,4	20,3	832,7%
Costos de distribución	(7,3)	(7,0)	(0,3)	4,2%
Gastos de administración	(22,7)	(20,9)	(1,9)	9,0%
Otros gastos, por función	(14,0)	(63,3)	49,3	77,8%
<b>Resultado Operacional</b>	<b>175,0</b>	<b>25,6</b>	<b>149,4</b>	<b>582,7%</b>
Depreciación y cuota de agotamiento	73,2	61,9	11,3	18,2%
Abandono pozos exploratorios	1,6	0,6	1,1	187,6%
Estudios geológicos y costos no absorbidos	5,3	1,9	3,4	177,0%
Amortización Derechos de Uso.	2,3	2,3	0,0	0,0%
Otros ingresos no operacionales	(6,2)	0,0	(6,2)	indet.
deterioro de activos	1,1	56,2	(55,1)	98,0%
<b>EBITDA</b>	<b>252,3</b>	<b>148,5</b>	<b>103,9</b>	<b>70,0%</b>

## 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 2018 y 2017:

Información por segmentos de negocios	CHILE dic-18	CHILE dic-17	ARG. dic-18	ARG. dic-17	ECU. dic-18	ECU. dic-17	EGI dic-18	EGI dic-17	TOTAL dic-18	TOTAL dic-17
Ingresos actividades ordinarias	0,2	0,1	261,8	196,5	154,3	124,0	138,8	58,9	555,1	379,5
Costos de ventas	(2,9)	(3,1)	(194,1)	(186,1)	(65,9)	(61,0)	(95,8)	(15,5)	(358,7)	(265,7)
<b>Margen bruto</b>	<b>(2,8)</b>	<b>(3,0)</b>	<b>67,7</b>	<b>10,4</b>	<b>88,4</b>	<b>63,0</b>	<b>43,0</b>	<b>43,4</b>	<b>196,3</b>	<b>113,8</b>

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018**

**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:

<b>LIQUIDEZ</b>		<b>dic-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Liquidez Corriente <sup>(1)</sup>	(veces)	0,79	0,97	(0,18)	18,8%
Razón Ácida <sup>(2)</sup>	(veces)	0,78	0,91	(0,13)	14,7%

<sup>(1)</sup> Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

<b>ENDEUDAMIENTO</b>		<b>dic-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Razón de endeudamiento <sup>(1)</sup>	(veces)	0,80	0,92	(0,12)	12,7%
Razón de endeudamiento financiero neto <sup>(2)</sup>	(veces)	0,43	0,50	(0,07)	14,0%
Razón de endeudamiento, financiero corriente <sup>(3)</sup>	(porcentaje)	35,66	50,27	(14,61)	29,1%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente <sup>(4)</sup>	(porcentaje)	64,34	49,73	14,61	29,4%
		<b>dic-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Cobertura gastos financieros <sup>(5)</sup>	(veces)	12,53	18,02	-5,49	0,30

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

<sup>(2)</sup> Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros-efect y eq al efect) / Patrimonio total

<sup>(3)</sup> Razón de endeudamiento, corriente = Pasivo financiero corriente / Total pasivos financieros

<sup>(4)</sup> Razón de endeudamiento, no corriente = Pasivo financiero no corriente / Total pasivos financieros

<sup>(5)</sup> Cobertura gastos financieros = EBITDA / Costos financieros

<b>ACTIVIDAD</b>		<b>dic-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
<b>Activos</b>					
Activos totales <sup>(1)</sup>	(Millones US\$)	1.233,2	1.191,9	41,3	3,5%
Activos promedio <sup>(2)</sup>	(Millones US\$)	1.212,6	1.084,3	128,3	11,8%
<b>Inventarios</b>		<b>dic-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Rotación de inventarios <sup>(3)</sup>	(veces)	31,99	19,32	12,67	65,6%
Permanencia de inventarios <sup>(4)</sup>	(meses)	0,38	0,62	(0,25)	39,6%

<sup>(1)</sup> Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

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

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

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

<b>RENTABILIDAD</b>		<b>dic-18</b>	<b>dic-17</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio <sup>(1)</sup>	(porcentaje)	9,61	2,01	7,61	378,8%
Rentabilidad de activos <sup>(2)</sup>	(porcentaje)	5,18	1,14	4,04	354,5%
Utilidad (pérdida) por acción <sup>(3)</sup>	(US\$)	0,75	0,15	0,60	408,3%

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

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

<sup>(3)</sup> 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 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.

Excepto por lo indicado a continuación, 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.

Con fecha 31 de diciembre de 2018, la realización de la medición del valor recuperable de los activos de la cartera de la filial en Argentina a través de método de “valor en uso” determinó un ajuste por deterioro para Área Magallanes por MUS\$ 29.032; las tasas de descuento utilizadas en las estimaciones actuales corresponden a un 9,4%. Los principales eventos y circunstancias que han llevado al reconocimiento de estas pérdidas por deterioro de valor obedecen a un incremento de la oferta de gas natural en Argentina a partir de incentivos de precio otorgados por el gobierno para potenciar el desarrollo de reservas de gas no convencional,

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018**

esto produjo una caída de los precios de mercado en dicho país, y las expectativas de recuperación, bajo las actuales condiciones de mercado, no se visualizan en mediano plazo.

Al 31 de diciembre de 2017, la realización de la medición del valor recuperable de los activos de la cartera de la de la filial en Argentina a través de método de “valor en uso” determinó un ajuste por deterioro para Pampa del Castillo por MUS\$ 34.413 y Campamento Central Cañadon Perdido por MUS\$ 21.776.

## **9.- SITUACIÓN DE MERCADO.**

### **Precio del Petróleo Crudo**

Durante el 2018, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent ICE registró un promedio de 71,5 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, un 30 % mayor respecto al promedio del año 2017 (54,8 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 con estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, enero 2019) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 100,08 millones de barriles por día (MMbpd) en 2018, mientras que la oferta mundial fue 100,41 MMbpd, generándose en consecuencia un aumento de inventarios, a nivel mundial, de 0,8 MMbpd con respecto al 2017.

### **MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2018** **(Cifras en millones de barriles diarios)**

	<b>Ene-Dic 2018</b>	<b>Ene-Dic 2017</b>	<b>Variación</b>
<b>DEMANDA</b>	<b>100,08</b>	<b>98,55</b>	<b>1,53</b>
OECD	47,66	47,23	0,43
NO-OECD	52,42	51,32	1,10
<b>OFERTA</b>	<b>100,41</b>	<b>98,05</b>	<b>2,36</b>
Norteamérica	25,17	22,87	2,30
Resto NO-OPEP	36,02	35,87	0,15
LGN y Condensados OPEP	6,65	6,63	0,02
Crudo OPEP	32,57	32,68	<b>-0,11</b>
<b>INVENTARIOS</b>	<b>0,3</b>	<b>-0,5</b>	<b>0,8</b>
<i>Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook Enero 2019"</i>			

A principios del año 2018 el precio del crudo Brent oscilaba alrededor de los 68 US\$/bbl y alcanzó su mayor nivel desde octubre del 2014 en el mes de octubre del 2018 con 86,3 US\$/bbl, para luego descender al menor nivel desde agosto del 2017 el mes de diciembre cuando llegó a 50,5 US\$/bbl.

El año 2018 el precio del crudo Brent alcanzó los niveles más altos desde el año 2014, impulsados por la estrategia de recortes de producción de la OPEP y sus aliados, principalmente Rusia. La OPEP apostó por un mercado equilibrado en cuanto a oferta y demanda, pero la capacidad de reserva limitada terminó apoyando los precios a medida que los barriles de crudo iraní eran retirados gradualmente del mercado debido al embargo de EE.UU. a este país. Si bien las sanciones hacia Irán entrarían en vigor oficialmente el 4 de noviembre, sus efectos se comenzaron a explicitar a fines del primer semestre.

Desde el mes de julio las exportaciones petroleras iraníes cayeron a su nivel más bajo en cuatro meses luego de que Corea del Sur y Europa redujeran las compras. Si bien algunos países importantes como Japón habrían aumentado sus requerimientos de este tipo de crudo, esto sólo respondería a la motivación por asegurar el suministro antes de que comenzaran a regir dichas sanciones. De esta forma, el panorama para Irán se fue agravando progresivamente y con ello los precios fueron impulsados significativamente.

Bajo este contexto, se realizó una reunión entre la OPEP y sus aliados para revisar su política de recortes. Los resultados de ésta consiguieron que los precios fueran todavía más impulsados y el precio del crudo alcanzó su nivel más alto desde 2014, superando los 80 US\$/bbl. Fue relevante el hecho de que los miembros participantes de la reunión no demostraron una urgencia para aumentar la producción. Desde Arabia Saudita, trascendió que sus autoridades estarían cómodas con precios del Brent por encima de los 80 US\$/bbl.

Con el inicio el segundo semestre el mercado comenzó a mostrarse expectante ante la inminente guerra comercial entre EE.UU. y China luego de que el 6 de julio comenzó a regir el memorándum firmado por el presidente Trump que dictaba la aplicación de aranceles a las importaciones de productos industriales y tecnológicos provenientes desde China. Como respuesta, este país anunció que no le quedaba más alternativa que responder de la misma manera a EE.UU. por lo que inmediatamente comenzó a establecer impuestos a productos provenientes de dicho país. el país asiático informó que serían impuestas tarifas de un 25% a los combustibles provenientes desde EE.UU. Bajo este contexto, las perspectivas de demanda se vieron deterioradas lo cual deprimió la valoración del crudo y sus derivados.

Sin embargo, la preocupación del mercado con respecto a un déficit de oferta por parte de EE.UU. comenzó a disminuir debido a informes que dieron cuenta de un constante aumento de las exportaciones de crudo estadounidense. Durante el mes de agosto alcanzaron 2,7 MMbd y con proyección de crecimiento, considerando que debido al recorte de crudo iraní Europa aumentó en un 50% sus requerimientos de combustibles provenientes de dicho país.

La capacidad de reserva limitada de la OPEP continuó respaldando los precios del barril de crudo Brent al alza, lo que se prolongó hasta noviembre.

Durante el mes de noviembre se inició una disminución del precio del crudo ante el temor del mercado de una sobreoferta a nivel mundial. Las cifras de inventarios globales iniciaron una tendencia al alza, junto con alarmantes cifras de menor crecimiento y consumo por parte de China, el segundo consumidor a nivel mundial.

Por otra parte, las exenciones realizadas por el gobierno estadounidense a algunos países para que puedan comprar crudo de Irán se convirtieron en un factor que contribuyó a deprimir los precios. En cuanto a los países beneficiados, se destaca China, India y Corea del Sur, quienes podrán comprar crudo a Irán a un ritmo máximo de 360, 300 y 200 Mbd respectivamente.

En diciembre los productores de petróleo se vieron afectados por una caída del 30% en los precios del crudo desde octubre, ya que la oferta aumentó a la vez que la perspectiva de la demanda se debilitó en medio de una desaceleración económica mundial.

El aumento productivo en gran medida se ha debido a la creciente producción de petróleo crudo de EE.UU., que se ha incrementado en 2,5 MMbd desde principios de 2016 a un récord de 11,7 MMbd, lo que convierte a los Estados Unidos en el mayor productor de crudo del mundo. Hacia fines del 2018, EE.UU. exportó más petróleo crudo y combustible del que importó por primera vez desde 1973.

En la reunión celebrada por la OPEP y sus aliados el 11 de noviembre, Arabia Saudita confirmó que la organización acordaba la necesidad de recortar el suministro de petróleo el próximo año en alrededor 1,2 MMbd, a partir de enero del 2019.

### **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 2018 con relación al 2017, siguiendo a grandes rasgos la trayectoria del precio del crudo Brent ICE.

El precio de la gasolina promedió 79,4 US\$/bbl en el 2018, aumentando así en 17% con respecto al 2017. El precio de la gasolina aumentó en menor proporción que el precio del crudo, durante este año. Los inventarios de gasolinas terminadas en EE.UU. aumentaron en 2,7 MMbbls ubicándose sobre niveles promedio de los últimos 5 años. Por otra parte, la demanda en EE.UU. experimentó una disminución de 30 Mbd.

En el caso del precio del diésel, el promedio de 2018 fue 86,1 US\$/bbl, esto es, 26% mayor al promedio de 2017. 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 13,7 MMbbls ubicándose bajo el promedio de los últimos 5 años. Adicionalmente, la demanda en EE.UU. experimentó un aumento de 326 Mbd, impulsada por el mayor consumo en transporte en camiones para movilizar la creciente producción de crudo shale oil.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 60,0 US\$/bbl durante 2018, con un aumento de 30 % con respecto a 2017. El precio del fuel oil N° 6 aumentó en línea con el precio del crudo, presentando un diferencial en relación con el precio del crudo superior a lo esperado debido a la menor disponibilidad de crudos pesados en el mercado por las sanciones al crudo iraní, así como la constante disminución del crudo venezolano.

## **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.

Con fecha 4 de abril de 2018 se inauguró oficialmente el Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM), operado por ENAP, en sociedad con YPF, en el que ambas empresas invirtieron 354 millones de dólares cuyo objetivo es aumentar la producción de gas natural y crudo asociado. A partir de la puesta en marcha de PIAM, se incrementó la producción de 2,4 millones de m<sup>3</sup> diarios de gas a de 4 millones m<sup>3</sup>/día. Esto implica un aumento del 60% en la producción de gas del yacimiento, y del 25% en la producción de petróleo crudo asociado, que pasa de los 800 m<sup>3</sup>/día, a 1.000 m<sup>3</sup>/día aproximadamente.

#### (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.

**ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES**  
**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**  
**CONSOLIDADOS POR EL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018**

---

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.

Durante 2018 fueron perforados 2 pozos (BVS-575, BVS-576), los que se encuentran actualmente en producción.

(c) 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.

(d) 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).

Al cierre de 2018 se perforaron 4 pozos (MDC-14RE; MDC-35; MDC-36 y MDC-37) los que se encuentran en producción.

(e) 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.

Durante el 2018 se realizó la adquisición y análisis de información geológica y geofísica y programas de relacionamiento comunitario en el área de Mera entre otros.

(f) 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.

Durante el 2018 se perforaron 4 pozos (2 de desarrollo y 2 exploratorios), de los cuales 2 se encuentran en producción.

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) Octans Pegaso (OP) - Argentina

ENAP Sipetrol Argentina adquirió en Enero de 2018 el área costa afuera Octans Pegaso, ubicada en la Plataforma Continental, frente a las costas de la Provincia de Santa Cruz. Se trata de un bloque off shore que se encuentra a una distancia de 20 kilómetros de la costa en su punto más cercano, y que posee una superficie total de 886 km<sup>2</sup>. La compra del 100% de dicho bloque por parte de la filial fue hecha al consorcio conformado por las compañías Total Austral (35%), Wintershall (35%) y ENI (30%).

(c) El Turbio Este (ETE) – Argentina

ENAP Sipetrol Argentina adjudicó el área de concesión denominada El Turbio Este, en el sur de la provincia de Santa Cruz. La nueva área on shore (en tierra) de 3.195 km<sup>2</sup>. colinda con el bloque Coirón (Región de Magallanes), lo que permitirá importantes sinergias.

(d) 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 renegoció 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.



Al cierre de diciembre 2018 se perforaron 3 pozos (Inchi A-9; Inchi B-10 y Inchi B-11H) los que se encuentran en producción.

## **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.