# Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados

I. Análisis razonado de los estados financieros

A continuación se analizan los estados financieros consolidados de Enap Sipetrol S.A. correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013, para explicar las principales variaciones ocurridas en el Estado de Situación Financiera, y de las variaciones en el Estado de Resultados Integrales y Flujos de Efectivo al 31 de diciembre de 2013.

Los principales rubros al 31 de diciembre de 2013 y 2012 son los siguientes:

| | 31.12.2013<br>MMUS$ | 31.12.2012<br>MMUS$ |
|---|---|---|
| Activos corrientes | 194,1 | 182,0 |
| Activos no corrientes | 525,9 | 487,6 |
| Total activos | 720,0 | 669,6 |
| | | |
| Pasivos corrientes | 251,7 | 152,0 |
| Pasivos no corrientes | 121,8 | 178,9 |
| Patrimonio total | 346,5 | 338,7 |
| Total pasivo y patrimonio | 720,0 | 669,6 |

Activos

Los activos al 31 de diciembre de 2013 respecto de los saldos al 31 de diciembre de 2012 aumentaron en US$ 50,4 millones. Esta variación de 7,5% resulta del incremento de US$12,0 millones en activos corrientes y US$ 38,4 millones en activos no corrientes.

El incremento de los activos corrientes US$12,0 millones (6,6%) se explica por un efecto compensado de:

- Aumento en el efectivo y equivalentes al efectivo por US$16,4 millones (69,3%) principalmente debido a recaudaciones por ventas de crudo en la filial en Egipto.

- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corriente aumentaron en US$ 15,2 millones (11,7%), debido a dos efectos que se compensan, una disminución en Egipto de US$ 12,8 millones debido a la gestión de cobranza realizada a Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) y por un aumento en los deudores comerciales en Argentina por US$ 28.1 millones, asociados a una mayor venta de crudo, gas y otros ingresos ordinarios.

- El inventario disminuyó en US$ 12,9 millones (78,3%) al pasar de US$ 16,2 millones al 31 de diciembre de 2012 a US$ 3,2 millones al 31 de diciembre de 2013, debido principalmente a una disminución en el stock de crudo almacenado de 30.277,5 M3 al 31 de diciembre de 2012 a 8.330,7 M3 al 31 de diciembre de 2013 en la filial Argentina.

- Los activos por impuestos corrientes disminuyen en US$ 8,0 millones (78,3%), debido a la utilización de derechos de aduana por recuperar por US$8,0 millones en la Filial Argentina.

El aumento de los activos no corrientes por US$38,4 millones (7,9%) se explica principalmente por un efecto compensado de:

- Los otros activos financieros no corrientes aumenta US$ 9,1 millones (111,0%) pasando de US$ 8,3 millones al 31 de diciembre de 2012 a US$ 17,5 millones al 31 de diciembre 2013, esto debido al reconocimiento de créditos por impuestos renta provenientes de Ecuador.

- Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente aumentan US$ 29,2 millones (100%), debido al traspaso de flujo a la Matriz Enap, después de haber cancelado en su totalidad la línea de crédito que mantenía con la Matriz.

- Las propiedades, plantas y equipos aumentan en US$ 6,7 millones (1,4%), debido al registro contable de la cuota de depreciación y agotamiento y otros conceptos por US$129,8 millones, compensado por el reverso del deterioro 2012 del bloque Campamento Central Cañadón Perdido en Argentina por US$ 15.7 millones y nuevas inversiones por US$ 125,5 cuyo detalle es el siguiente:

  Inversiones de capital realizadas en proyectos de Ecuador por US$ 17,3 millones, donde en el 2013 se perforó el primer pozo exploratorio del bloque Intracampos, con resultados positivos de crudo y donde se espera continuar con otro pozo exploratorio, para luego pasar a la etapa de desarrollo. Este campo permitirá adicionar reservas esperadas de 21 millones de barriles.

  Inversiones por US$ 75,7 millones y costos no absorbidos por US$ 5,9 millones en proyectos de Argentina, donde se continuó con las inversiones en desarrollo en Pampa del Castillo y Campamento Central Cañadón Perdido. En este último, se obtuvieron producciones un 30% superiores respecto al 2012 y un 41% superiores a lo planificado en el 2013.

  En Egipto, se continuó con la campaña de perforación, donde se obtuvo resultados productivos mucho mayor a lo esperado.

- Los activos por impuestos diferidos disminuyen en US$ 6,7 millones (35,4%) pasando de US$19,0 millones al 31 de diciembre de 2012 a US$ 12,3 millones al 31 de diciembre de 2013, originado principalmente en la Filial Argentina, debido a la disminución de pérdida tributaria.

Pasivos

Los pasivos al 31 de diciembre de 2013 respecto de los saldos al 31 de diciembre de 2012 aumentaron en US$ 42,6 millones. Esta variación de 12,9% resulta del efecto compensado del aumento de los pasivos corrientes por US$ 99,6 millones (65,5%) y disminución de los pasivos no corrientes por US$ 57,0 millones (31,9%).

El pasivo corriente disminuye en US$ 99,6 millones explicado por un efecto compensado de:

- Aumento de cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por US$ 99,7 millones (485,3%) debido principalmente al incremento de dividendos asociados a utilidades del período 2013 por US$ 115,5 millones y una disminución de este mismo concepto por capitalización de utilidades del ejercicio 2012 por US$7,9 millones.

- Aumento de Pasivos por Impuestos corrientes por US$ 14,7 millones (111,3%) producto de las provisiones de impuestos rentas anuales en Ecuador y Argentina.

- Aumento de Otros pasivos no financieros, corrientes por US$ 5,4 millones (774,9%) debido, principalmente, al incremento del IVA débito fiscal del período 2013 asociado a las mayores ventas registradas por la filial Argentina

El pasivo no corriente disminuyó en US$ 57,0 millones principalmente por los siguientes efectos:

- Disminución en otros pasivos financieros no corrientes, US$ 27,2 millones (49,4%) producto del traspaso al pasivo corriente del capital e intereses de obligación con BLADEX que tiene vencimiento en el corto plazo.

- Disminución de cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por US$ 54,7 millones (100,0%), debido principalmente a la compensación entre el pago de préstamos realizado a la Casa Matriz, ENAP, por US$ 106,4 millones y la obtención de nuevos créditos de la Matriz por US$ 31,7 millones, Además de una reclasificación a Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente por US$20,0 millones.

Patrimonio neto

El patrimonio presenta un aumento al pasar de US$ 338,7 millones al 31 de diciembre de 2012, a US$ 346,5 millones al 31 de diciembre de 2013, originado por la capitalización de las utilidades obtenidas durante el 2012 por MUS$ 7,9, además de presentar un efecto compensado entre el reconocimiento de la utilidad del período 2013 de US$115,5 millones y el registro de los dividendos por pagar (100%) correspondientes al período terminado el 31 de diciembre de 2013 por US$ 115,5 millones.

II. Principales tendencias:

INDICADORES DE LIQUIDEZ, ENDEUDAMIENTO Y ACTIVIDAD

Los principales indicadores financieros del Estado de Situación relativos a liquidez, endeudamiento y rotación, son los siguientes:

| | 31.12.2013 | 31.12.2012 |
|---|---|---|
| Liquidez | | |
| Liquidez corriente (veces) | 0,77 | 1,20 |
| Razón ácida (1) (veces) | 0,76 | 1,09 |
| Endeudamiento | | |
| Razón de endeudamiento financiero, corriente (%) | 50,63 | 33,22 |
| Razón de endeudamiento financiero, no corriente (%) | 49,37 | 66,78 |
| Razón de endeudamiento (%) | 1,08 | 0,98 |
| Cobertura de gastos financieros (2) (veces) | 34,33 | 9,78 |

| Actividad | | |
|---|---|---|
| Total activos (MMUS$) | 720,0 | 669,6 |
| | | |
| Rotación de inventarios (veces) | 36,97 | 37,33 |
| Permanencia de inventarios (veces) | 0,16 | 0,36 |

(1) Corresponde al total de activos corrientes, menos las existencias y los gastos pagados por anticipado, dividido por el pasivo corriente.

(2) La cobertura de gastos financieros se calcula como R.A.I.I.D.A.I.E sobre el total de gastos financieros.

**Liquidez**

El índice de liquidez corriente presenta un valor menor, 1,20 en diciembre de 2012 y 0,77 en diciembre de 2013, debido al mayor incremento del pasivo con respecto a al activo en el período terminado el 31 de diciembre de 2013, US$ 99,6 millones y US$12,0 millones respectivamente. Las variaciones principales se deben al incremento del Efectivo y equivalentes al efectivo producto de la recaudación de ventas, consecuencia del incremento durante el 2013, el aumento de las cuentas por cobrar en la filial Argentina, la disminución de cuentas por pagar en la misma filial, el traspaso de las obligaciones corrientes asociadas al contrato BLADEX y el registro de dividendos por pagar a la Matriz ENAP y Enap refinerías S.A. por US$ 115,5 millones.

**Endeudamiento**

El índice de endeudamiento fue de 1,08 en 2013, superior al 0,98 en diciembre de 2012, originado por el mayor aumento de las obligaciones durante el ejercicio 2013 por US$ 42,6 millones en comparación con el incremento de patrimonio, producto de la capitalización de utilidades correspondientes al año 2012 por US$ 7,9 millones.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS

| | 31.12.2013 MMUS$ | 31.12.2012 MMUS$ |
|---|---|---|
| Ingresos ordinarios | 568,6 | 485,1 |
| **América Latina**: | | |
| Crudo | 299,6 | 270,3 |
| Gas | 35,4 | 21,7 |
| Servicios | 86,0 | 91,1 |
| Otros | 28,4 | 4,4 |
| | | |
| **Medio Oriente y Norte de África** | | |
| Crudo | 118,5 | 96,7 |
| Otras ventas | 0,5 | 0,7 |
| | | |
| **Corp y ajustes** | | |
| Servicios y otras ventas | 0,2 | 0,2 |

| | | |
|---|---|---|
| Costos de venta | 357,8 | 431,7 |
| Directo | 154,4 | 165,6 |
| Indirecto | 203,4 | 266,1 |
| | | |
| Margen Bruto | 210,8 | 53,4 |
| Costos financieros | -7,4 | -10,8 |
| | | |
| | MMUS$ | MMUS$ |
| R.A.I.I.D.A.I.E | 269,1 | 106,0 |
| Utilidad después de impuestos | 115,5 | 7,6 |
| | | |
| Rentabilidad | % | % |
| | | |
| Rentabilidad del patrimonio promedio | 33,71 | 2,60 |
| Rentabilidad del activo promedio | 16,62 | 1,22 |
| Rentabilidad de los activos operacionales (1) | 31,14 | 8,16 |
| | | |
| Utilidad por acción (dólar) | 1,37984 | 0,09139 |

(1) Activos Operacionales = Activos Totales – Propiedades, Plantas y Equipos - Otros Activos Corrientes - Impuestos Diferidos - Depósitos a Plazo - Gastos Pagados por Anticipado - Otros Activos.

El resultado del ejercicio de la empresa alcanzó una utilidad después de impuestos de US$ 115,5 millones, que se compara positivamente con US$ 7,6 millones obtenido al 31 de diciembre de 2012.

El resultado del ejercicio 2013 antes de impuesto se desglosa en una ganancia bruta positiva de US$ 210,8 millones (US$ 53,4 millones en 2012) y otras pérdidas por US$ 95,3 (pérdida de US$ 45,8 millones en 2012).

Los ingresos de actividades ordinarias aumentaron en 17,2% pasando de US$ 485,1 millones al 31 de diciembre de 2012 a US$ 568,6 millones en 2013. Este incremento de US$83,5 millones se explica principalmente por mayores ingresos en Argentina,por US$ 66 millones y que se explican por: i) un aumento de la producción de crudo en 5% respecto al año 2012, ii) incremento en los ingresos por producción de gas por nuevo incentivo implementado por el Gobierno Argentino el cual alcanza a un precio a pagar de 7,5 US$/MMBtu; y iii) se obtuvo el pago de certificados de Petróleo Plus por un monto de US$ 16 millones, que reconocen un mayor precio de venta de exportación para igualar su valor al precio local.

Por otro lado, los costos de venta disminuyen en 17,1%, pasando de US$ 431,7 millones en 2012 a US$ 357,8 millones al 31 de diciembre 2013. Esta disminución se debe principalmente a los menores costos de exportación registrados en Argentina, dado el mayor volumen de ventas internas en dicho país y por el recupero del deterioro contabilizado en el año 2012, como consecuencia de la extensión de la concesión de Campamento Central Cañadón Perdido.

El margen bruto al 31 de diciembre de 2013 experimentó un incremento de US$ 157,4 millones, principalmente por mayores ingresos por venta de crudo y gas en Argentina y Egipto, además en 2013, se registró el recupero del deterioro reconocido en el ejercicio anterior por US$ 16 millones, como consecuencia de la suscripción de la extensión del plazo de la concesión de Campamento Central Cañadón Perdido (Argentina), por un período de 30 años.

El resultado de Enap Sipetrol se tradujo en un EBITDA de US$ 276,4 millones al 31 de diciembre de 2013, lo que equivale a un aumento de 96,2 % respecto del mismo período 2012 que presentó un EBITDA de US$ 140,9 millones. Este aumento es consecuencia principalmente de una mayor producción de gas y petróleo en Argentina y Egipto.

III. Análisis del Valor Libro de los Principales Activos de la Sociedad

Diferencia entre Valores Económicos y de Libros de los Activos

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 de la Superintendencia de Valores y Seguros, las inversiones en sociedades filiales y coligadas se valorizan según el método de valor proporcional del patrimonio de las respectivas empresas. Por otro lado los estados financieros se presentan bajo Normas Internacionales de Información Financiera.

SITUACIÓN DE MERCADO

Durante 2013, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent alcanzó un promedio de 108,7 dólares por barril (US$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, disminuyendo así 2,7% con respecto al promedio de 2012 (111,7 US$/bbl).

**Evolución de oferta y demanda mundiales**

Según estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, January 2014), en 2013 el consumo mundial de petróleo alcanzó los 90,4 millones de barriles por día (MMbpd), aumentando 1,2 MMbpd con respecto a 2012. Con dicho aumento, el consumo mundial de petróleo completó su cuarto año de expansión desde la Gran Recesión, acumulando un crecimiento de 5,3 MMbpd en relación al nivel de 2009.

En 2013, el consumo conjunto de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OECD) aportó sólo 100.000 barriles por día (bpd) al crecimiento mundial, mientras que el consumo del resto del mundo subió en 1,1 MMbpd.

En la OECD, el crecimiento fue liderado por el aumento en EE.UU. de 380.000 bpd, dando cuenta de la recuperación de la economía estadounidense, que logró compensar bajas en Europa, afectada aún por la recesión de la Eurozona, y en Japón, donde la puesta en marcha de algunas centrales nucleares redujo la generación eléctrica con petróleo. Fuera de la OECD, nuevamente la mayor cuota de crecimiento la aportó China, con 380.000 bpd, destacando también Brasil, con 130.000 bpd, y las naciones de la ex Unión Soviética, también con 130.000 bpd, en conjunto.

De acuerdo a la misma fuente, durante 2013 la oferta mundial de petróleo alcanzó a los 89,9 MMbpd, creciendo en 500.000 bpd en relación al nivel observado en 2012. En este aumento,

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

Durante 2013, se desacumuló así inventarios a nivel mundial, a un ritmo de 500.000 bpd, en parte para abastecer el exceso del consumo con respecto a la oferta en algunas regiones, y en parte porque el gran aumento de la producción en Norteamérica, gracias al desarrollo de producción de petróleo de esquisto (shale oil) en el interior de Estados Unidos, redujo prácticamente barril por barril las importaciones de petróleo crudo de este país por vía marítima, generándose así una aguda caída de los inventarios en tránsito.

**Precios: Petróleo Crudo**

El menor precio del petróleo crudo en 2013, comparado con el nivel de 2012, se debió, por el lado de la oferta, principalmente al gran aumento de la producción en Norteamérica. Esto es lo que explica en gran medida la relativa debilidad del precio en un período en que hubo mermas importantes en las ofertas de Libia (- 500.00 bpd), Irán (-200.000 bpd) y Nigeria (-150.000 bpd), en comparación con 2012.

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

Así, el precio del crudo Brent, que había registrado un promedio de 112,6 US$/bbl en el primer trimestre, cayó a 103,3 US$/bbl en el segundo trimestre, debido a la baja estacional en el consumo, pero también muy afectado por el deterioro de las expectativas económicas ante la crisis bancaria en Chipre – que amenazaba con extenderse a otros países de la Eurozona - y síntomas de desaceleración de la economía china.

Los factores de riesgo político se hicieron notar en el segundo semestre del año. En el tercer trimestre, el precio subió a 109,7 US$/bbl al elevarse fuertemente la prima por riesgo luego que fuera derrocado el presidente de Egipto por un golpe militar. Por su posición estratégica e influencia en el mundo árabe, además de controlar el Canal de Suez, la crisis en Egipto amenazaba con agravar los conflictos en Libia, la tensión en la frontera libanesa-israelí y la guerra civil en Siria. También contribuyó al alza del precio, la aguda caída en las exportaciones de Libia debido a reivindicaciones regionales que hicieron caer la producción, desde 1,4 MMbpd, en el primer semestre del año, a sólo 600.000 bpd en el tercer trimestre.

Posteriormente, en el cuarto trimestre el precio bajó a 109,3 US$/bbl al quedar la crisis confinada a Egipto disminuyendo la prima por riesgo en el precio, lo que se reforzó aún más al lograrse que el gobierno de Siria aceptase destruir su arsenal de armas químicas, evitando un ataque inminente por parte de Estados Unidos. Posteriormente, la prima por riesgo en el precio se redujo aún más al reanudarse las negociaciones para una solución al impasse sobre el programa nuclear de Irán, y al conocerse gestiones para un posible mejoramiento en la relación bilateral iranio-estadounidense. Sin embargo, la caótica situación política en Libia hizo que la producción de petróleo declinara a apenas 300.000 bpd en el cuarto trimestre, creando una situación de cierta escasez en el Mediterráneo que impidió una baja mayor en el precio del Brent.

**Precios: Productos**

Por su parte, en el mercado internacional de la Costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), los precios de los distintos combustibles disminuyeron en 2013 en relación a los niveles de 2012, siguiendo -a grandes rasgos- la pauta del precio del crudo Brent. Sin embargo, las bajas fueron proporcionalmente mayores que las del precio del petróleo crudo, especialmente en los casos de la gasolina y fuel oil N° 6, resultando así en márgenes de refinación más bajos en relación al año 2012.

Durante 2013, el precio de la gasolina promedió 113,1 US$/bbl, bajando así en 4,2% con respecto a 2012 (118,0 US$/bbl). Además de la baja en términos absolutos, el precio de la gasolina cayó 1,9 US$/bbl con respecto al precio del Brent. A pesar de registrarse precios altos de la gasolina en el período marzo-agosto -en la temporada de mayor consumo de este producto en Estados Unidos-, a partir de septiembre una combinación de altos inventarios, cambio de especificaciones y una baja estacional del consumo más abrupta que lo normal hizo caer violentamente el precio de la gasolina en la Costa del Golfo, cerrando dicho mes con un precio incluso inferior al del petróleo crudo, situación que se mantuvo durante el cuarto trimestre.

En el caso del diesel, el precio promedio de 2013 fue 124,6 US$/bbl, esto es, 2,8% menor al promedio en 2012 (128,2 US$/bbl).

Por su parte, el precio del fuel oil Nº 6 registró un promedio de 93,0 US$/bbl en 2013, con una baja de 6,3% con respecto a 2012 (99,3 US$/bbl). El precio se redujo así fuertemente en relación al precio del petróleo crudo, debido principalmente a que hubo una gran reducción del consumo del fuel oil como combustible marítimo, en parte por el menor transporte de crudo extranjero hacia los Estados Unidos, desplazado por la mayor producción interna, como se destacó antes, y también por el menor uso de fuel oil en generación eléctrica en Japón.

IV. Principales Flujos de Efectivo

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado en cada ejercicio, son los siguientes:

| | 31.12.2013 MMUS$ | 31.12.2012 MMUS$ |
|---|---|---|
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación | 255,9 | 129,1 |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) de actividades de inversión | -123,1 | -72,9 |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | -117,1 | -45,5 |
| Variación neta en efectivos y equivalentes al efectivo | 15,7 | 10,7 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio | 40,2 | 23,7 |

El flujo de efectivo consolidado al 31 de diciembre de 2013 alcanzó a US$ 40,2 millones, superior en US$ 16,5 millones (69,3%) al alcanzado al 31 de diciembre de 2012 de US$ 23,7 millones. Los flujos de efectivo procedentes de las actividades de operación presentaron un aumento de US$ 126,8 millones (98,2%) y los flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión y financiación aumentaron en US$ 50,2 millones (68,9%) y US$ 71,6 millones (157,4%) respectivamente.

El aumento de los flujos de efectivos de las actividades de operación por US$126,8 millones se debe esencialmente al aumento de la recaudación de las ventas y prestaciones de servicios por US$ 76,1 millones asociado a las mayores ventas del período enero – diciembre.

El aumento de los flujos de efectivos de actividades de inversión por US$ 50,2 millones se debe principalmente a que se han utilizado flujos por US$ 50,2 millones en compras de propiedades, planta y equipo.

El aumento de los flujos de efectivos de actividades de financiación por US$ 71,6 millones se debe principalmente a una disminución de importes recibidos por préstamos de corto plazo por US$ 34,3 millones y mayor pago de préstamos por US$31,7 millones.

V. Análisis de Riesgo y su Administración

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 Africa (MENA), que incluye operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos en Egipto y Norte de Africa.

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

Enap Sipetrol Argentina S.A

La filial Enap Sipetrol Argentina S.A. actúa como Operador con el 50% de participación en las concesiones de explotación de Área Magallanes y CAM-2A/Sur. En el mes de febrero de 2006, Enap Sipetrol Argentina S.A., YPF S.A. y ENARSA S.A. firmaron un acuerdo, sentando las bases del proyecto, mediante el cual las partes se asociaron a través de un Consorcio con el objeto de explorar, desarrollar y/o explotar en forma conjunta las áreas E2 (ex CAM1) y CAM 3, en la Cuenca Austral, teniendo cada socio una participación de un tercio. En la Cuenca del Golfo San Jorge, la Sociedad es titular y operador del 100% de la concesión de explotación del Área Pampa del Castillo, siendo además socio no operador, con una participación del 50% en la concesión de explotación del Área Campamento Central-Cañadón Perdido.

Actualmente, existen restricciones por parte de la Secretaria de Energía, organismo que regula las exportaciones de crudo en Argentina. Existe la obligatoriedad de ofertar a las 30 refinerías locales el petróleo crudo disponible antes de acceder al mercado externo, lo que hace que no exista seguridad para posicionar nuestra producción en el mercado externo.

Con fecha 19 de noviembre de 2007 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución del Ministerio de Economía N0 394-2007, modificados por la Resolución del mismo Ministerio N° 1 /2013 de fecha 3 de enero de 2013. Esta aumenta los valores de derechos de exportación para hidrocarburos.

Con fecha 12 de marzo de 2008, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución del Ministerio de Economía y Producción N°127/2008, modificatoria del artículo de la Resolución N0534/2006. La nueva resolución eleva los derechos de exportación del gas natural llevándolos al 100% del precio de gas natural importado más caro que compre Argentina en cada momento.

El Estado de Argentina emitió en el mes de julio de 2012 el Decreto 1277 mediante el cual se atribuye mayores facultades de regulación e intervención en fijación de precios, metas de producción, inversiones, entre otros.

Enap Sipetrol S.A., Sucursal Ecuador

Las operaciones de la sucursal en Ecuador se concentran en los campos Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Biguno y Huachito (PBH), en virtud del Contrato de Servicios Específicos para el Desarrollo y Confirmación de Reservas con la empresa estatal ecuatoriana Petroecuador, con la cual se ha convenido que la totalidad de la producción es entregada a dicha sociedad a un precio establecido contractualmente.

Con fecha 27 de julio de 2010 se promulgó en Ecuador, la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, en la que en su Disposición Transitoria Primera se establece que los contratos existentes, incluidos MDC y PBH deben modificarse y adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, contemplado en el Art. 16 de la Ley de Hidrocarburos en un plazo de 180 días.

Siguiendo lo dispuesto en la Disposición Transitoria Primera, antes citada, Enap Sipetrol S.A. inició un proceso de renegociación de los contratos de MDC y PBH que culminó el 23 de Noviembre de 2010 con la suscripción de 2 Contratos Modificatorios a los Contratos de Prestación de Servicio para la exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en los Bloques Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos (PBHI) de la Región Amazónica Ecuatoriana.

De conformidad con las disposiciones legales vigentes, dichos Contratos Modificatorios fueron inscritos en la Secretaría de Hidrocarburos con fecha 15 de diciembre de 2010 y la fecha en que dicha modificación contractual entró en vigencia es el 1 de enero de 2011. Por consiguiente los términos contractuales de los contratos suscritos el 7 de octubre de 2002 tiene vigencia hasta el 31 de diciembre de 2010 y los términos contractuales de los Contratos Modificatorios rigen a partir del 1 de enero de 2011.

El 3 de octubre de 2011, se suscribe el contrato del Bloque 3 Jambelí (B3J), el cual se encuentra ubicado en las inmediaciones del Golfo de Guayaquil y abarca un área exploratoria de 4.000 $kms^2$. Su fase exploratoria tiene vigencia máxima hasta octubre de 2017, luego de lo cual se podría extender el período de explotación hasta octubre del año 2042.

En todos los contratos Enap Sipetrol tiene como contraparte al Estado Ecuatoriano y asume las inversiones, costos y gastos a cambio de una tarifa por barril producido y, además es 100% responsable de la operación, sin contar con la participación de socios.

Sipetrol International S.A.

Enap Sipetrol S.A., a través de su filial Sipetrol International S.A., y en asociación con la compañía Kuwait Energy Company, opera el bloque East Ras Qattara ubicado en el desierto occidental de Egipto. y mantenía en proceso de exploración los bloques Rommana con el 40% de participación hasta abril de 2012, fecha ésta en que el Consorcio informó a la autoridad egipcia su decisión de no continuar con la fase exploratoria, procediéndose a restituir el área respectiva.

Con fecha 24 de enero de 2009, el Consorcio titular del contrato para la exploración del Bloque Mehr, conformado por las empresas OMV, Repsol y Enap Sipetrol S.A. (a través de su filial Sipetrol International S.A.), comunicaron a National Iranian Oil Company (NIOC) la decisión de retirarse del contrato al no llegar a acuerdo con respecto al plan de desarrollo del yacimiento Band-e-Karkheh descubierto en dicho Bloque.