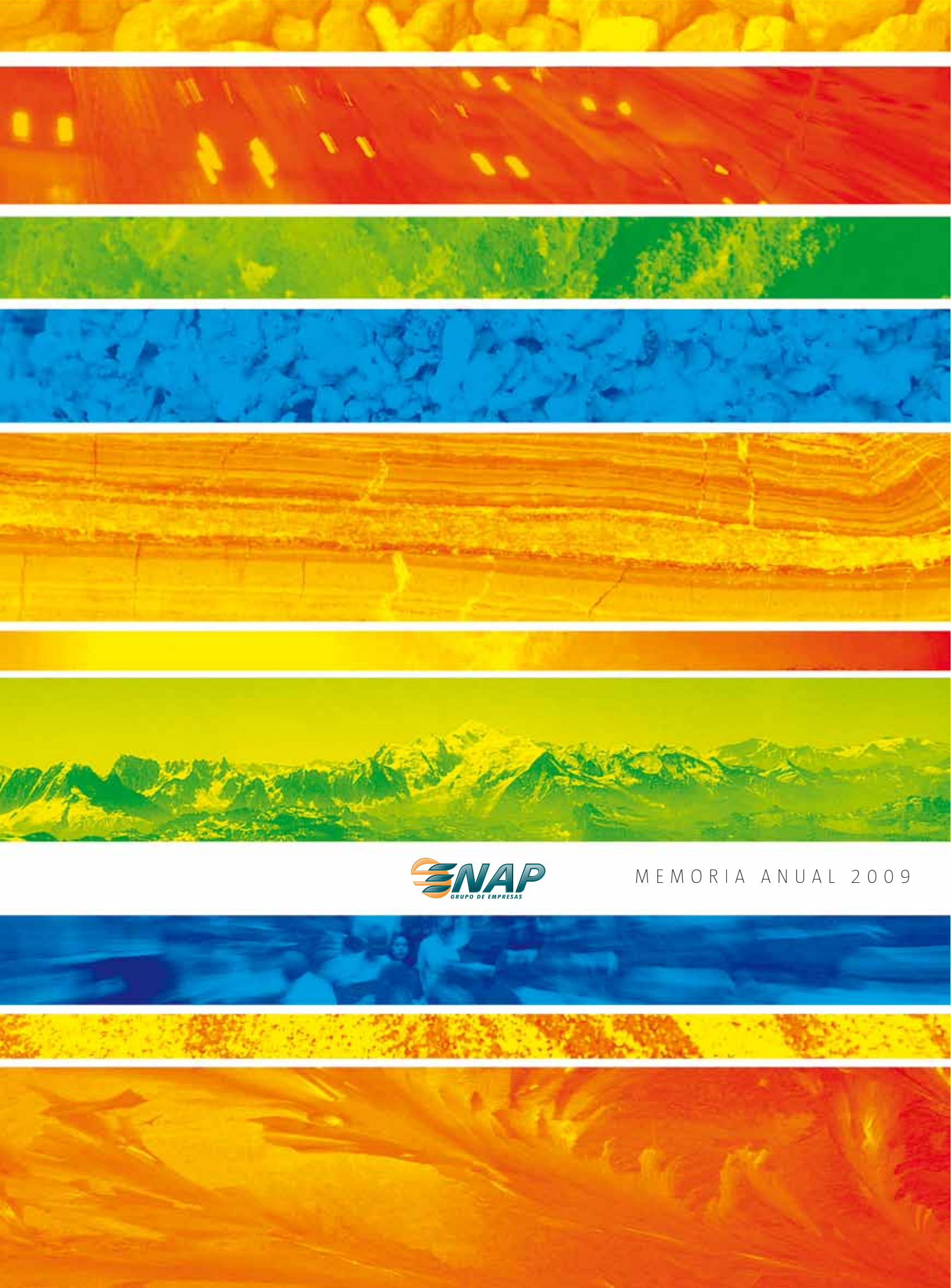




MEMORIA ANUAL 2009

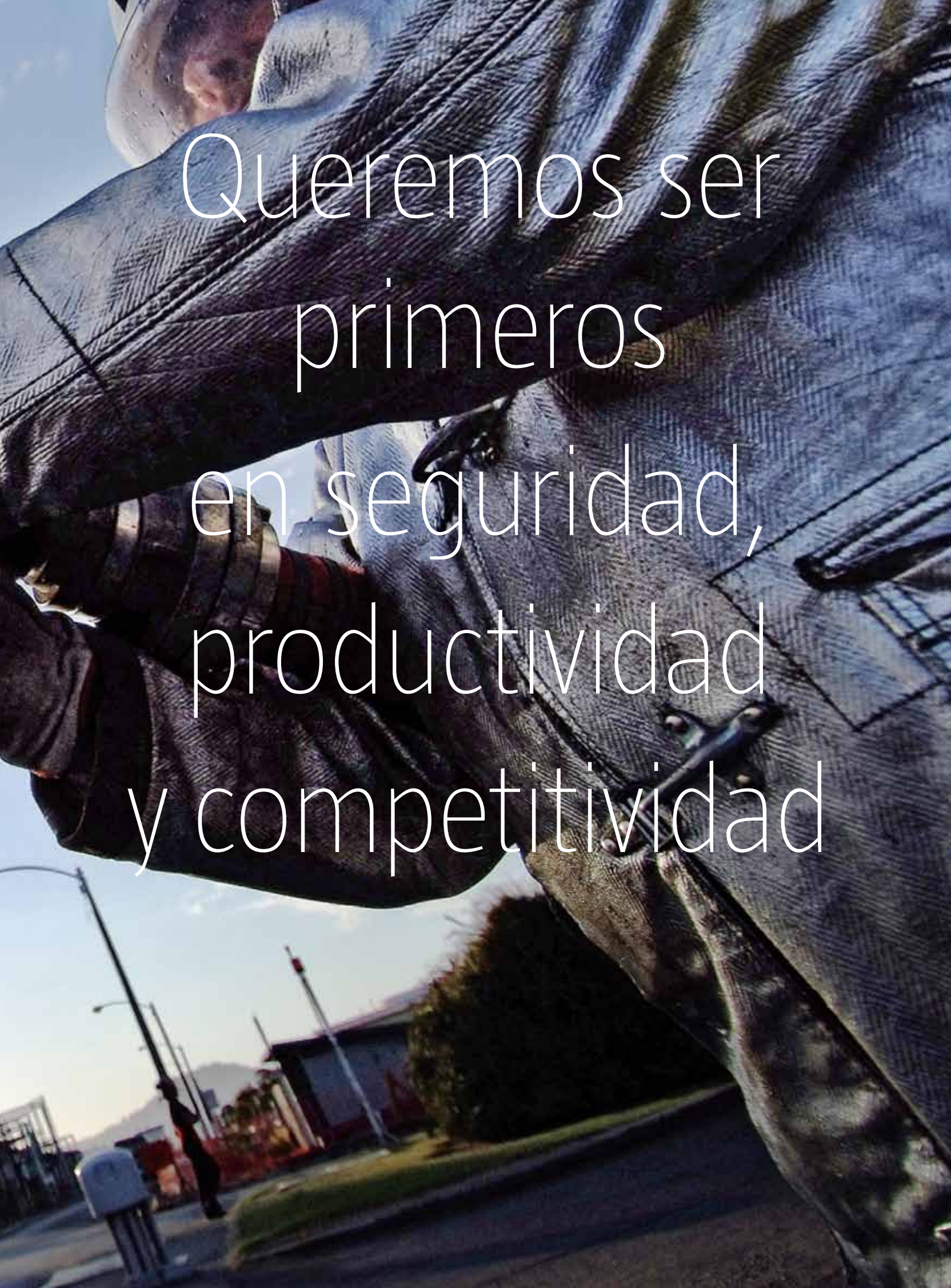


Razón social	Empresa Nacional del Petróleo
Domicilio	Avenida Vitacura 2736 Comuna de Las Condes Santiago de Chile
Rol Único Tributario	92.604.000-6
Tipo de entidad	Empresa pública creada por la Ley 9.618
Propiedad	Estado de Chile
Teléfono	(56-2) 280 3000
Fax	(56-2) 280 3199 / 280 3179
Casilla postal	3556, Santiago de Chile
Código postal	7550597
Web site	www.enap.cl
Audítores Externos Registro de Valores	Deloitte Nº 783, de la Superintendencia de Valores y Seguros, del 4 de octubre de 2002.
Giro	Exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados
Filiales	Enap Refinerías S.A. RUT: 87.756.500-9 Registro de Valores Nº 833, de la SVS, del 25 de junio de 2004 Enap Sipetrol S.A. RUT: 96.579.730-0 Registro de Valores Nº 1005, de la SVS, del 23 de junio de 2008

La **nueva carta de navegación de ENAP** fue la culminación de un trabajo participativo que dio paso a la ejecución del **Plan Estratégico**, aprobado por el Directorio, en marzo de 2009, lo que permitió obtener un resultado histórico del negocio, con **utilidades por US\$ 242 millones***.

* Corresponde a la utilidad después de aplicar el impuesto del 17% y antes del 40% que se aplica a las empresas públicas (DL 2.398). Esto es, US\$ 195,9 millones, más los resultados generados por las operaciones discontinuadas, que fueron US\$ 45,8 millones. Para mayor información, remitirse a la página 225 de esta Memoria.





Queremos ser
primeros
en seguridad,
productividad
y competitividad



6

El año de la Recuperación



40

Gestión de Personas y Organización



118

Estados Financieros Consolidados



84

Líneas de Negocios



El año de la Recuperación	6
Gestión de Personas y Organización	40
Entorno del Negocio	48
Gestión Corporativa	60
Líneas de Negocios	84
Estados Financieros Consolidados de ENAP 2009 (IFRS)	118

Capítulo

1

El año de la recuperación

En 2009 ENAP revirtió la crisis que enfrentó en 2008, logrando cifras positivas, incluso superiores a lo esperado, alcanzando los US\$ 242 millones.

Este resultado se explica por una exitosa gestión que se ejecutó en varios frentes, en forma simultánea: normalizar la situación financiera; reducir los costos operativos y optimizar los procesos productivos; elevar la productividad; recuperar la competitividad; y perfeccionar la política comercial y de aprovisionamiento estratégico.





Una de las principales lecciones que nos dejó el ejercicio 2009

fue que podíamos valernos de una situación crítica para aprender y seguir avanzando con paso firme, en medio de un entorno complejo.

Santiago González Larraín

Ministro de Minería
Presidente del Directorio

Carta del Presidente del Directorio

Dentro de los grandes hitos y lecciones que nos dejó el ejercicio 2009, sobresale el resultado positivo que obtuvo nuestra Empresa en este periodo, superando con creces y, en poco tiempo, las pérdidas que había registrado en el ejercicio anterior, producto fundamentalmente de la crisis financiera internacional.

Luego de deducido el impuesto de Primera Categoría, el resultado del año fue de US\$ 242 millones, cifra que marca un quiebre con la tendencia que había llevado a ENAP a las pérdidas del año anterior. Ello demuestra el éxito del Plan Estratégico aprobado por el Directorio en marzo de 2009, e implementado por la administración, orientando los esfuerzos hacia una mayor eficiencia operativa, financiera y comercial, así como a la reducción de costos y al aumento de la productividad y la competitividad del negocio.

Aunque lo ocurrido en 2008 fue determinante para dar un giro radical en el resultado de la última línea del balance, así como en la gestión y en las metas del negocio, lo más importante en este lapso fue comprobar que ENAP tenía -y tiene- un enorme potencial humano y técnico para enfrentar situaciones complejas; y para reinventarse como empresa, de modo de enfrentar los retos del presente y del futuro.

De esta forma, una de las principales lecciones que nos dejó el ejercicio 2009 fue que podíamos valernos de una situación crítica para aprender y seguir avanzando con paso firme, en medio de un entorno complejo, derivado de la agresiva competencia que hoy se da en el mercado del petróleo y de la energía en general.

Tenemos que reconocer que la crisis fue un poderoso acicate para trabajar con una visión renovada sobre el rol y la misión de ENAP, reforzando al mismo tiempo su vocación de empresa pública estratégica, comprometida con el desarrollo del país. Pero al mismo tiempo, tomamos plena conciencia del valor que tiene una buena gestión del negocio, para garantizar la sustentabilidad financiera, comercial y organizacional de la Empresa, como requisito sine qua non para competir en este exigente mercado.

A lo largo de su historia, ENAP ha dado pruebas suficientes de su vocación de empresa pública estratégica, preocupada por la seguridad energética del

país. Precisamente, con esta visión de largo plazo, fue que en 2009 pusimos en marcha el primer proyecto de suministro de gas natural licuado que se haya concretado en Sudamérica: la planta de regasificación de GNL de Quintero, obra que construimos junto con BG Group, Endesa Chile y Metrogas, con una inversión de US\$ 1.066 millones.

Gracias a la concreción de este megaproyecto, que impulsamos desde su gestación, ahora Chile goza de mayor autonomía en el abastecimiento de gas en la zona centro-sur del país, asegurando con ello el funcionamiento de centrales termoeléctricas, industrias, establecimientos comerciales y viviendas que utilizan este producto.

Dada la alta incidencia del insumo energía en los costos fijos de refinación, para ENAP se hacía imprescindible contar con el GNL, como sustituto de otros combustibles más caros, como el petróleo diesel, el propano o el fuel oil. De hecho, Refinería Aconcagua comenzó a utilizar GNL apenas concluyó la construcción de la planta de Quintero, un par de meses antes de su inauguración oficial por parte de la Presidenta Michelle Bachelet, hecho ocurrido el 22 de octubre de 2009. El resultado de esta reconversión fue notablemente beneficioso para cumplir con el plan de reducción de costos en nuestra filial Enap Refinerías S.A.

Por otra parte, hacia el cierre del presente ejercicio, nos complacíamos con la noticia de haber contribuido a la restitución de un segundo tren de producción de metanol, en la Planta de Methanex, en Magallanes. Esto gracias a los rápidos y exitosos esfuerzos de ENAP para poner en producción los nuevos yacimientos de gas en esta región. De esta manera hemos sumado alrededor de un millón de metros cúbicos de producción de gas natural en Magallanes, manteniendo al alza nuestra campaña exploratoria, que debiera continuar en los próximos años, con el desarrollo de nuevos bloques. ENAP desarrolla esta campaña en alianza con otras compañías y en el marco de los Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP), que adjudicó el Supremo Gobierno, a través del Ministerio de Minería, durante el año 2008.

Nuestro mensaje ha sido claro y certero: ENAP es una empresa con historia y con futuro, que tiene

En ENAP el capital humano

es tanto o más importante que el capital físico o financiero, por cuanto en el rubro en que operamos requerimos de una elevada especialización, en todos y cada uno de los estamentos.

Nuestros trabajadores, profesionales y ejecutivos han demostrado con creces que están preparados para enfrentar los desafíos actuales y futuros. Por eso se comprometieron a cumplir con las metas del nuevo Plan Estratégico que pusimos en marcha en marzo de 2009.

una posición expectante en el mercado nacional, con una participación de alrededor del 40% en nuestra matriz energética; que ha sido capaz de impulsar proyectos de gran envergadura, como el del GNL; que maneja una interesante cartera de proyectos para ampliar y diversificar la oferta energética en nuestro país, dentro de los cuales podemos mencionar la geotermia y los biocombustibles; y que es capaz de reponerse rápidamente de situaciones complejas y coyunturales, como las vividas en el ejercicio precedente.

Sin estos sólidos cimientos que ENAP ha sido capaz de levantar a lo largo de seis décadas, los inversionistas y la banca internacional no habrían concurrido en forma expedita y confiada a tomar los instrumentos de deuda de largo plazo emitidos en 2009. Por lo tanto, nuestros acreedores conocen las fortalezas de ENAP y conforme a ello nos siguieron apoyando, en un momento difícil, en que además el mercado financiero aún no se reponía de las turbulencias ocasionadas por la crisis internacional vivida en 2008.

La solidez de los negocios, de los procesos productivos y de los proyectos de ENAP, tienen a su vez otro importante cimiento que no es fácil de percibir a

simple vista, pero que sin duda se trata de un factor clave al momento de evaluar la competitividad de una empresa: la riqueza intelectual, profesional, técnica y humana de nuestros equipos de trabajadores y ejecutivos. En ENAP el capital humano es tanto o más importante que el capital físico o financiero, por cuanto en el rubro en que operamos requerimos de una elevada especialización, en todos y cada uno de los estamentos.

Nuestros trabajadores, profesionales y ejecutivos han demostrado con creces que están preparados para enfrentar los desafíos actuales y futuros. Por eso se comprometieron a cumplir con las metas del nuevo Plan Estratégico que pusimos en marcha en marzo de 2009, y por eso hoy estamos satisfechos con los resultados conseguidos y seguimos mirando con optimismo el futuro, y dispuestos a seguir avanzando en los grandes desafíos de competitividad y desarrollo que nos hemos propuesto.

Quiero finalmente agradecer muy especialmente el trabajo profesional y la permanente colaboración recibida de parte de los miembros del Directorio de ENAP, quienes actuaron siempre con una clara visión de futuro y motivados por el bien de Chile.



Santiago González Larraín
Ministro de Minería
Presidente del Directorio



El 2 de enero de 2009 me correspondió asumir la Gerencia General de ENAP,

con la misión de revertir la crítica situación financiera de 2008, cuyos resultados ampliamente conocidos, constituyeron el peor año en la historia de la empresa.

Rodrigo Azócar Hidalgo
Gerente General
Empresa Nacional del Petróleo

Presentación Gerente General

El 2 de enero de 2009 me correspondió asumir la Gerencia General de ENAP, con la misión de revertir la crítica situación financiera de 2008, cuyos resultados ampliamente conocidos, constituyeron el peor año en la historia de la empresa.

Al cabo de un año de asumir esta responsabilidad los resultados son elocuentes, por cuanto logramos revertir la pérdida por US\$ 1.000 millones en 2008, y obtuvimos una utilidad de US\$ 242 millones, después del impuesto de primera categoría.

La tarea era difícil. La complicada situación había permeado en el estado ánimo de todos los trabajadores de ENAP, entre los cuales predominaba el pesimismo y una sensación de incertidumbre que había calado profundamente en el corazón de la Empresa. En este contexto, no sólo era necesario revertir la curva de resultados, sino también recuperar la esperanza de las trabajadoras y trabajadores, en cuanto a que era posible reposicionar a ENAP en el sitio que había perdido.

El desafío fue emprender acciones de inmediato para superar la crisis y normalizar la situación financiera en el menor tiempo posible. Simultáneamente, nos preocupamos de contrarrestar el clima de incertidumbre e infundir confianza para lograr números azules.

Estábamos obligados a implementar una reducción de costos y derribar los obstáculos para mejorar la eficiencia operativa y reposicionar a la Empresa en el camino del crecimiento, lo cual implicaba acelerar los cambios para elevar la productividad.

Las pérdidas por casi US\$ 1.000 millones también afectaron la imagen pública de ENAP, y por ello también debimos concurrir a la Cámara de Diputados, entidad que designó una Comisión Investigadora Especial para esclarecer lo ocurrido en 2008. En definitiva, actuamos simultáneamente en varios frentes, para demostrar que ENAP es una Empresa viable y que está llamada a seguir cumpliendo un rol estratégico para el país.

En la primera etapa propusimos una nueva carta de navegación, plasmada en un nuevo Plan Estratégico, que fue aprobado por el Directorio en marzo de 2009.

Este Plan se sustenta en el esfuerzo integrado y coherente de las dos Líneas de Negocios; en un nuevo enfoque del área Comercial para enfrentar los desafíos del mercado; y en la recuperación de la competitividad y de la productividad, entre otras materias.

En el ámbito financiero, la crisis de 2008 nos obligó a redoblar la creatividad y el esfuerzo para conseguir un refinanciamiento de pasivos por US\$ 935 millones, lo que demostró que ENAP seguía siendo una empresa confiable para la banca nacional e internacional, proyectando una señal de estabilidad hacia el mercado, como también hacia nuestros socios, clientes y proveedores. Estas operaciones demostraron que ENAP es una Empresa del Estado de Chile que juega un rol clave en la economía nacional.

Dentro de los grandes hitos cumplidos en 2009 destaca la implementación de una nueva Política Comercial, que es quizás, el mayor cambio producido en el mercado de los combustibles en los últimos 25 años en Chile. Su objetivo principal es compartir riesgos y premios con nuestros clientes y efectuar una programación logística que se traduzca en una mayor eficiencia de costos. Esta nueva Política ha implicado la firma de contratos con todas las compañías distribuidoras que son clientes de ENAP.

En el ámbito interno, la prevención de riesgos y la salud ocupacional fue uno de los focos principales del nuevo Plan Estratégico. También instauramos una nueva Política de Aprovisionamiento Estratégico que asegura la transparencia y eficiencia en el uso de los recursos públicos en la asignación de contratos, lo que además significó un importante ahorro de costos para la Empresa. Esto se sumó al plan de reducción de costos internos, que nos permitió ahorrar más de US\$ 240 millones, tarea en la cual debemos persistir en el futuro.

Con el propósito de adecuar la empresa a los requerimientos de la industria a nivel mundial, modificamos la estructura organizacional, creando las Gerencias de Logística y de Desarrollo, e integramos las funciones de las Gerencias corporativas con las de filiales.

En otro ámbito, una gran noticia dio ENAP al país en 2009 con la inauguración del complejo de gas natu-

ENAP está de vuelta en el mercado

y con los grandes logros obtenidos en 2009, creemos haber contribuido a reforzar los sólidos cimientos que permitirán a nuestra Empresa seguir enfrentando con optimismo los grandes desafíos que le depara el futuro.

Dentro de los grandes hitos cumplidos en 2009 destaca la implementación de una nueva Política Comercial, que es quizás, el mayor cambio producido en el mercado de los combustibles en los últimos 25 años en Chile

ral licuado construido en Quintero. Este megaproyecto implicó una inversión de US\$ 1.066 millones y lo lideró nuestra Empresa para contribuir a la independencia en el suministro de energía del país, en alianza con otras importantes compañías nacionales y extranjeras. Considerando los gigantescos esfuerzos que debieron desplegar nuestros ejecutivos, profesionales y trabajadores para la culminación exitosa de este megaproyecto, ENAP logró demostrar, una vez más, que cuenta con un enorme potencial técnico y humano para seguir desempeñando un rol protagónico en el desarrollo de Chile.

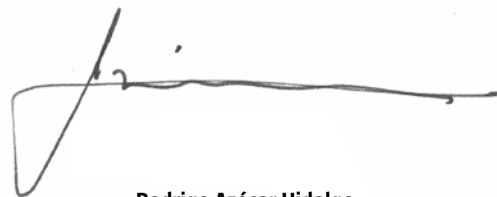
Pero nuestro desafío era aún mayor. Como consecuencia de lo anterior, ENAP anunció de inmediato el proyecto para llevar GNL hasta la Octava Región, el que deberá estar concluido el segundo semestre de 2010. Con ello esperamos cumplir con los requerimientos de Refinería Bío Bío, y atender la demanda industrial, comercial y residencial de esa zona.

En el ámbito internacional, y con el fin de asegurar un suministro de crudo más conveniente para nuestras refinerías, en 2009 reforzamos la alianza con PetroEcuador. Junto con ello, ratificamos nuestro interés para avanzar en el desarrollo conjunto con esta empresa de las exploraciones en el Golfo de Guayaquil.

La profundización de la campaña exploratoria en Magallanes también fue una de las preocupaciones centrales del ejercicio 2009. Logramos un importante avance en la agregación de reservas y de producción de gas, cuyo resultado inmediato fue la entrega de un mayor volumen de gas a Methanex, gracias al cual en diciembre pasado esta compañía puso en funcionamiento un segundo tren de producción de metanol.

Como corolario del conjunto de avances registrados durante 2009, tenemos la plena convicción de que estamos transitando por la senda correcta. Hoy constatamos que el principal objetivo, que era volver a tener números azules, ha sido logrado e incluso superado, registrando la mayor rentabilidad sobre el patrimonio de los últimos 20 años.

Por lo tanto, podemos afirmar con orgullo que ENAP está de vuelta en el mercado y con los grandes logros obtenidos en 2009, creemos haber contribuido a reforzar los sólidos cimientos que permitirán a nuestra Empresa seguir enfrentando con optimismo los grandes desafíos que le depara el futuro.



Rodrigo Azócar Hidalgo
Gerente General
Empresa Nacional del Petróleo



En marzo de 2009 el Directorio de ENAP

aprobó el nuevo Plan Estratégico,

cuyo objetivo fundamental es proveer productos y servicios de energía en forma segura y competitiva, aumentando el valor de la Empresa.





Plan Estratégico

En marzo de 2009 el Directorio de ENAP aprobó el Plan Estratégico, con el fin de impulsar el desarrollo de la Empresa, sobre la base de una nueva carta de navegación. Con este fin la Administración de ENAP inició un proceso participativo directo, de modo que todos los trabajadores conocieran esta nueva carta de navegación, basada en la herramienta Balanced Scorecard y cuya meta fundamental es “Proveer productos y servicios de energía en forma segura y competitiva, aumentando el valor de la empresa”.

Se optó por socializar la nueva estrategia, haciendo partícipe al conjunto de trabajadores, mediante encuentros directos de la plana ejecutiva con los trabajadores, y a través de numerosos instrumentos de comunicación interna, tales como reuniones de análisis estratégico, desarrollo de un área especializada en Intranet y hacia fines de 2009 la realización de un curso de e-learning sobre el Plan Estratégico, que contó con la participación de casi la

totalidad de los trabajadores, profesionales y ejecutivos con acceso a un computador.

De esta forma, la Administración de ENAP definió como un punto crítico el desarrollo comunicacional del Plan Estratégico, para por esta vía alinear y comprometer a la organización y orientar sus esfuerzos productivos al logro de las metas comunes del negocio.

En este proceso se identificaron cuatro pilares que resumen las metas del Plan Estratégico y la necesidad de “contar con un equipo competente, colaborativo y comprometido, para alcanzar a su vez los siguientes objetivos:

- > Cultura alineada con la estrategia
- > Competencias técnicas críticas
- > Personal clave
- > Gestionar el desempeño; y
- > Administrar y gestionar el conocimiento.

Cuatro Pilares fundamentales

UNO

Lograr el liderazgo en el negocio a partir de la preferencia estable en el tiempo de los clientes.

- > Proveer productos y servicios, según segmentación de clientes.
- > Alianzas para asegurar ventas.
- > Precios competitivos en toda la cadena del valor.
- > Proveer gas natural al mercado nacional.
- > Mitigar riesgos sobre la base de políticas explícitas.
- > Mejorar la gestión de aprovisionamiento.

DOS

Sustentar el liderazgo y el posicionamiento competitivo a partir de un crecimiento integrado

- > Ser reconocidos como Empresa eficiente del Estado de Chile.
- > Seguridad y competitividad, variedad de productos y servicios compartiendo sinergias.
- > Crecimiento para lograr escala comercial, productiva y competitiva, con visión estratégica y de riesgos.

TRES

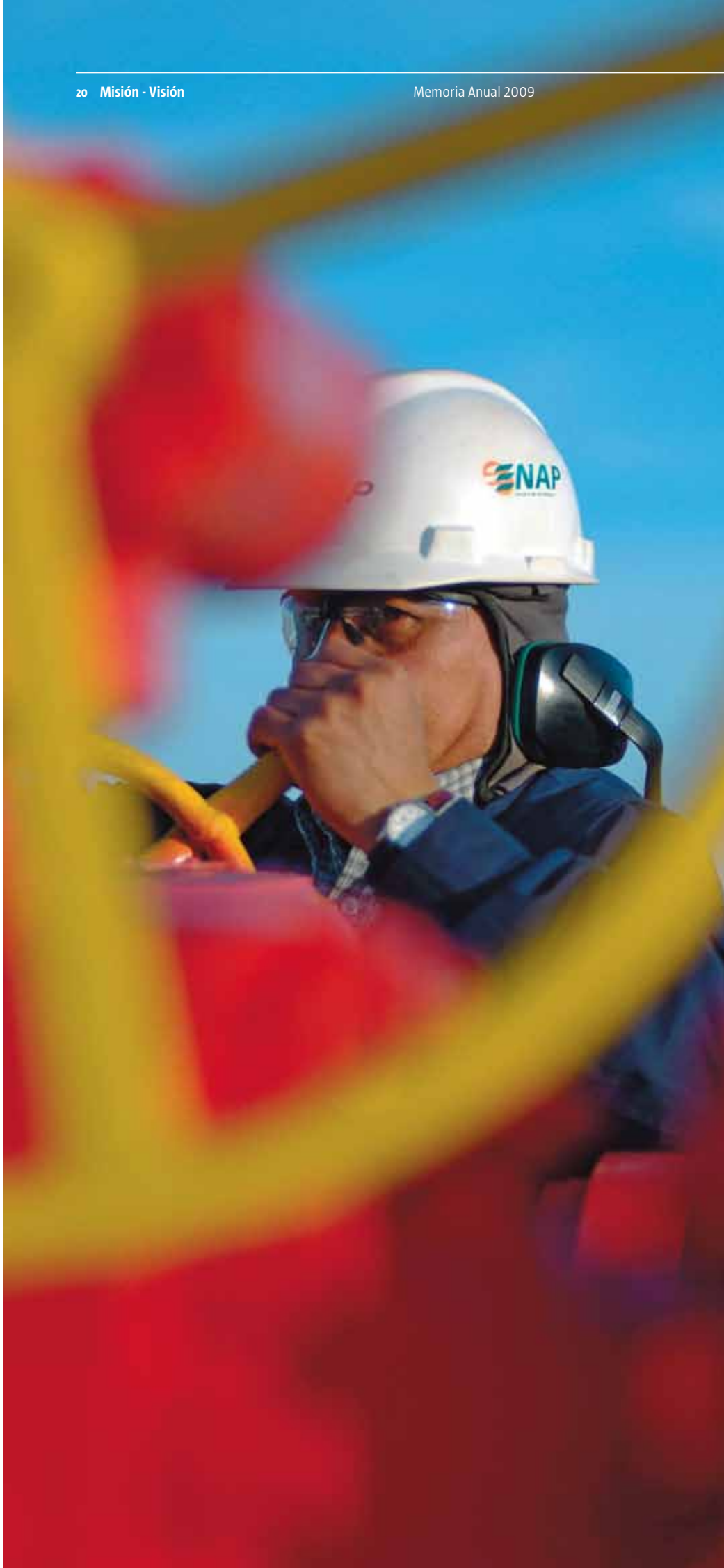
Ser reconocidos como una empresa líder en el desarrollo sustentable

- > Desarrollar relaciones de largo plazo con comunidades e instituciones locales, velando por el medio ambiente y la calidad de vida.

CUATRO

Operación segura con más productividad y competitividad

- > Gestionar la prevención de riesgos y la confiabilidad de las instalaciones.
- > Aumentar la competitividad de las Personas.
- > Lograr costos competitivos.



Misión

Empresa de energía, 100% del Estado de Chile, líder en hidrocarburos, integrada, que provee productos y servicios que satisfagan las necesidades de los clientes y contribuyan al desarrollo sustentable de los países y de las comunidades en que está inserta, operando en forma competitiva y rentable.

Visión

Cumplir la misión alcanzando las siguientes aspiraciones:

- > Contar con la preferencia de los clientes, a precios competitivos.
- > Con liderazgo como operador logístico y comercial.
- > Asegurar un abastecimiento competitivo de crudo, integrándose y a través de alianzas, aun cuando esta producción no llegue físicamente a las refinerías.
- > Participar rentablemente en todos los eslabones de la cadena del negocio, minimizando riesgos.
- > Operando con niveles de eficiencia y confiabilidad, competitivos en todos los procesos de negocios y de apoyo.
- > Reemplazando y creciendo en reservas.
- > Siendo reconocida como empresa líder en desarrollo sustentable.
- > Contando con un equipo humano competente, colaborativo y comprometido.

El Año de la Recuperación

Hitos de la Gestión

Luego de cerrar el ejercicio 2008, uno de los años más complejos de su historia, en que registró una pérdida de casi US\$ 1.000 millones, ENAP inició el ejercicio 2009 con el exigente desafío de superar esta crisis y retomar su liderazgo en el mercado energético nacional. Con este fin, el Directorio de ENAP designó a Rodrigo Azócar Hidalgo como nuevo Gerente General, quien asumió el 2 de enero de 2009, con la misión fundamental de normalizar la situación financiera y recuperar la competitividad de la compañía en el largo plazo.

Al concluir el ejercicio 2009, ENAP logró revertir la crisis, con cifras positivas, incluso superiores a las esperadas por la propia Administración: US\$ 242 millones, después del impuesto de Primera Categoría del 17 %. Con el impuesto especial del 40% que grava a las empresas públicas (DL 2.398) esta cifra quedó en US\$ 200 millones, la cual también es uno de los mejores registros en la última década.

El resultado positivo de 2009 se explica por una rigurosa gestión que se ejecutó en varios frentes, en forma simultánea, y cuyas metas principales fueron: normalizar la situación financiera; reducir los costos operativos y optimizar los procesos productivos, para eliminar las brechas de ineficiencia; elevar la productividad (del capital humano y tecnológico); recuperar la competitividad de la Empresa en el largo plazo a través de la implementación de nuevas políticas en los ámbitos de manejo de riesgos, gestión comercial y aprovisionamiento estratégico, todos estos ámbitos claves para un desempeño eficiente. En definitiva en 2009 ENAP estuvo de vuelta en el mercado.

Otro factor que permitió mejorar los resultados en 2009 fue la evolución que tuvieron los precios durante dicho año, comenzando desde niveles bajos y subiendo durante el año, permitiendo con ello una diferencia a favor, al vender productos refinados a precios más altos, que fueron obtenidos con una materia prima que meses antes se compró a un menor nivel de precios.

Refinanciamiento de pasivos

Una de las primeras medidas que tomó la nueva Administración fue colocar un bono en mercado local (el 15 de enero), operación que resultó exitosa, puesto que recibió una demanda superior en 35 % a la oferta base. De este modo, ENAP levantó UF 9.750.000, cifra equivalente (a esa fecha) a US\$ 340 millones, con una tasa efectiva de 4,33% anual.

Junto con lo anterior, en junio de 2009 ENAP realizó una nueva colocación de bonos en el mercado de deuda internacional, por un monto de US\$ 300 millones, a un plazo de 10 años. La tasa de carátula y el yield estuvieron entre los más bajos obtenidos en el año por una empresa latinoamericana en este mercado. Esto, sumado a un crédito por US\$ 300 millones, contratado con un grupo de destacados bancos internacionales (BNP Paribas, HSBC Bank USA, Nacional Association, Banco Santander S.A, London Branch), permitieron a ENAP contar con US\$ 935 millones en recursos frescos, aliviando con ello la delicada situación de liquidez con que había iniciado el ejercicio 2009.

Con estas operaciones quedó demostrado que ENAP estaba de vuelta en los mercados, ya que recibió un sólido respaldo de los inversionistas y de la banca nacional e internacional, lo que se tradujo en recursos, concedidos en buenas condiciones de tasas y plazos.

Cobertura de riesgos

Junto con lo anterior, la Empresa decidió optimizar y ampliar la política de manejo de riesgos de mercado. De esta forma flexibilizó de manera significativa la política de cobertura de compra de crudo, cuyos cambios principales consistieron en:

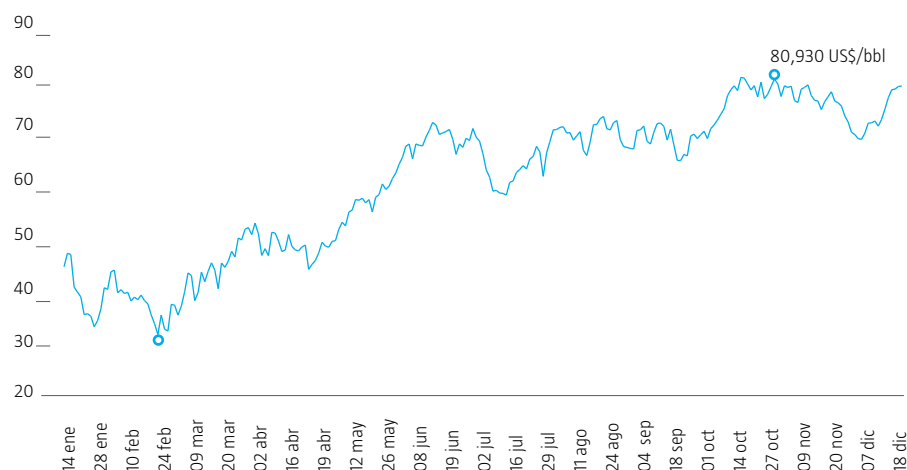
- Aplicar un enfoque dinámico a las coberturas, en función de las condiciones de mercado.
- Ampliar la cobertura a los productos refinados.
- Permitir la cobertura de márgenes de refinación si éstos fuesen atractivos.
- Incluir la cobertura de base WTI/Brent dentro de los riesgos a cubrir.

Para implementar estos cambios se introdujeron varias medidas en la forma de gestionar esta actividad, contando con una activa comunicación entre la Administración y el Directorio ENAP, así como hacer partícipe de las decisiones a varias gerencias de ENAP de manera periódica y en línea para acompañar los cambios de mercado.

Reestructuración y estrategia

El nuevo enfoque de la gestión se tradujo en el diseño de un nuevo Plan Estratégico, que comenzó a elaborar la Administración en enero y que fue aprobado por el Directorio de ENAP, a fines de marzo de 2009. Para facilitar la aplicación de este Plan, se adoptó la herramienta Balanced Scorecard, que

Precio crudo WTI diario en 2009
(US\$/bbl)



7 de abril ENAP fue sometida a una investigación que instruyó una Comisión Especial de la Cámara de Diputados. Esta Comisión trabajó hasta septiembre y concluyó que la pérdida de ENAP se debieron fundamentalmente a las graves convulsiones de mercado que enfrentó la Empresa en 2008, tanto a nivel nacional como internacional.

Exploración y Producción de hidrocarburos

El 11 de marzo culminó el proceso de venta de la participación de Enap Sipetrol S.A. (50%), en el Bloque North Bahariya, en el desierto occidental de Egipto, generando para la empresa un flujo neto de caja de US\$ 65,5 millones.

Con el objetivo de optimizar la gestión comercial, el 1 de abril ENAP puso en vigencia el nuevo contrato de venta de gas para Gasco Magallanes. Este estableció que a partir de junio de 2009, a los grandes clientes, que suman aproximadamente 40 entre empresas e instituciones y cuyo consumo sobrepase los 25.000 m³ de gas por mes, se les aplica un incremento en el precio del gas natural.

En abril, Enap Sipetrol dio cuenta de un nuevo pozo productor de petróleo en Egipto, el Alzahraa-1, ubicado en el bloque East Ras Qattara. Este descubrimiento se suma a otros cinco obtenidos por la Empresa en dicha concesión, desde noviembre de 2006. De este modo, y pese a la venta del Bloque North Bahariya, Enap Sipetrol Egipto elevó su producción en 50,8% en este país, con 824.700 barriles, con buenas proyecciones de incremento en el futuro.

En 2009 la producción de ENAP en Magallanes llegó a 934.800 barriles, inferior en 3,2% respecto de la producción de 2008. En tanto, Enap Sipetrol Argentina produjo 4 millones de barriles, cifra inferior en 3% respecto de 2008; y Enap Sipetrol Ecuador produjo 1,4 millón de barriles, menor en 12% respecto del ejercicio precedente.

En tanto, la producción de gas natural de ENAP en Magallanes alcanzó en 2009 a 9,3 millones de barriles equivalentes (BOE), inferior en 13,5% respecto de 2008; y Enap Sipetrol Argentina elevó su producción de gas en 18,1%, para totalizar 2,2 millones BOE.

Estas cifras indican que ENAP debe continuar adelante con sus esfuerzos para mejorar los resultados de sus exploraciones, tanto en Chile como en el exterior, de

50,8%

Es el incremento
de la producción de
Enap Sipetrol Egipto,
con 824.700 barriles,
y con buenas
proyecciones de
incremento en
el futuro.

permite concentrar los esfuerzos de los equipos humanos y optimizar el uso de los recursos productivos para el logro de las metas del negocio.

También en marzo ENAP completó el proceso de incorporación de las normas IFRS, homologando de esta manera la contabilidad de la Empresa con las prácticas financieras de clase mundial. Siempre en el plano financiero, el 30 de marzo el Directorio de ENAP aprobó la designación de David Jana Bitran, como Gerente de Finanzas Corporativo.

Para adecuar la estructura organizacional a la estrategia, en agosto de 2009 se procedió a llevar a cabo un ajuste organizacional, que involucró a todos los procesos de soporte (Gerencias de Finanzas, de Recursos Humanos, de Planeamiento y Gestión, Legal, Servicios y la Dirección de Comunicaciones). Los objetivos fueron los siguientes: a) homologar políticas, sistemas de gestión e integración en las áreas transversales de apoyo, que permitan mejoras de calidad de los servicios prestados por estas funciones a sus clientes internos y externos; b) generar sinergias manteniendo niveles de autonomía en la gestión más recomendable a cada función a nivel local; c) asegurar la priorización de los focos con mayor contribución e impacto al cumplimiento de la estrategia; y d) consolidar el alineamiento en los procesos transversales de cada una de las áreas de soporte.

En agosto de 2009 el Directorio de ENAP tomó conocimiento del rediseño organizacional y aprobó la creación de las Gerencias de Logística y de Desarrollo, propuestas por la Gerencia General.

Aparte de los complejos desafíos para normalizar la situación financiera de la Empresa, y como resultado de las pérdidas registrada en 2008, a partir del

21
pozos

Se perforaron
este año en el Bloque
Dorado-Riquelme,
donde ocho resultaron
productores,
nueve están en fase
de pruebas y cuatro
resultaron no
productores

12,7
millones de m³

Fue en 2009 la
producción de
combustibles y otros
productos de las tres
refinerías de ENAP:
Aconcagua, Bío Bío
y Gregorio

manera de aumentar sus reservas de gas y petróleo para aumentar la producción. Este es precisamente uno de los principales objetivos del nuevo Plan Estratégico, como lo es también el objetivo de mejorar la eficiencia en el negocio de la refinación de petróleo.

Por otra parte, luego de la obtención de un Contrato Especial de Operación Petrolera (CEOP), concedido por el Estado de Chile, ENAP y Methanex anunciaron -en septiembre de 2009- una inversión conjunta de US\$ 90 millones para desarrollar el proyecto exploratorio del bloque Dorado-Riquelme, ubicado en la Región de Magallanes.

Este año se perforaron 21 pozos en el Bloque Dorado-Riquelme, donde ocho resultaron productores, nueve están en fase de pruebas y cuatro resultaron no productores.

A su vez, en el bloque Arenal, donde ENAP participa en un 100% y que está ubicado en la Isla de Tierra del Fuego, la Empresa realizó con éxito su campaña de perforación, donde dos pozos fueron exitosos, de tres perforados. Los pozos Chañarcillo 37 y 38 se colocaron en producción, aportando a diciembre un volumen de gas promedio de 116.000 y 77.000 m³/día, respectivamente.

En mayo finalizó con éxito la implementación del Plan Primavera-Verano 2009, tendiente a asegurar la entrega de gas a los clientes durante el invierno, lográndose un aporte adicional de 548.000 m³/día. El plan contempló una serie de actividades operacionales, destacándose la instalación de 10 Compresores de baja presión en los yacimientos ubicados en el área de Isla Tierra del Fuego y Continente, mejoras de eficiencia energética y aplicación en los pozos de nuevas tecnologías para aumentar su capacidad productiva.

Geotermia

A través de su participación en las sociedades Empresa Nacional de Geotermia (ENG) y Geotérmica del Norte (GDN), ENAP inició la fase de exploración profunda en proyecto geotérmicos. En la concesión El Tatio - La Torta se completó el pozo Quebrada El Zoquete, el cual demostró una producción de vapor para una generación de 7MW. A su vez, en la concesión Apacheta se completó con éxito la perforación del pozo Cerro Pabellón 1, el cual demostró una producción de vapor para una generación preliminar de 10 MW de electricidad.

Mientras tanto, la sociedad Energía Andina S.A., donde ENAP participa con el 40% y la compañía Antofagasta Minerals S.A. con el 60%, continuó estudiando las concesiones Tinguiririca A y Tinguiririca B, e incorporó seis nuevas concesiones: Polloquere 1, Pampa Lirima 1, 2, 3 y 4 y Puchuldiza Sur 1. Además, Energía Andina se focalizó en la identificación de nuevas áreas de prospección, principalmente en la zona norte del país, lo que la llevó a solicitar 14 nuevas solicitudes de concesión y participar en 10 concesiones que fueron licitadas en agosto 2009 por parte del Ministerio de Minería.

Refinación

En 2009 se lograron importantes avances en el ámbito de la refinación, gracias a las medidas adoptadas para reducir los costos y optimizar los procesos, factores clave para enfrentar los bajos márgenes con que opera esta industria a nivel internacional y que ha llevado al cierre de varias refinerías en el mundo.

La producción de combustibles y otros productos de las tres refinerías de ENAP – Aconcagua, Bío Bío y Gregorio- fue de 12,7 millones de m³ en 2009. De este total destacan las gasolinas, con 26%; y diesel, con 32%. El rendimiento volumétrico del periodo fue 96%. En el periodo se procesaron 13,2 millones de m³ de crudos y de cargas complementarias, compuesto por una canasta de 23% de crudos livianos, 21% de crudos intermedios, 40% de crudos pesados y 16% de cargas complementarias. En comparación con el año anterior, se observó un incremento de 700.000 m³ de crudos pesados, materia prima de menor valor, gracias a la operación de la Planta de Coker de Refinería Aconcagua, puesta en servicio en julio de 2008.

En 2009 las ventas totales de ENAP, tanto al mercado nacional como internacional, llegaron a 15,5 millones de m³ (267.900 barriles/día), lo que representa una disminución de 8% respecto al año anterior. Esta disminución se explica principalmente por el menor volumen de ventas al mercado nacional, cuyo origen se encuentra en el menor consumo nacional, que bajó de 19,9 millones de m³ en 2008, a 18,7 millones de m³ en 2009, vale decir, 6% menos. No obstante estas bajas, el resultado de la filial Enap Refinerías S.A. fue ostensiblemente mejor que el del ejercicio anterior, cuando registró una pérdida de US\$ 1.088,5 millones.



SGD

Sistema de Gestión del Desempeño, herramienta que tiene como principal objetivo identificar las brechas del desempeño y definir los planes de capacitación.

En 2009 Enap Refinerías S.A. logró una utilidad consolidada de US\$ 154,9 millones. Este resultado se explica fundamentalmente por el mejoramiento en los flujos de caja, la reducción de costos y la optimización de procesos. Los gastos administrativos mostraron una disminución de 24,9% respecto del periodo 2008. A su vez, los gastos financieros se redujeron en 34,5 % respecto al periodo anterior.

Con el propósito de asegurar el suministro de crudo de buena calidad para las refinerías nacionales, el 16 de julio ENAP suscribió un contrato con PetroEcuador, para la compra de 10 millones de barriles anuales, equivalentes a 800 mil barriles de crudo al mes, a razón de dos cargas mensuales de 400.000 barriles cada una.

Además, en el marco de su política comercial, que privilegia las relaciones directas con los productores de crudo, ENAP suscribió en septiembre un contrato para el intercambio de petróleo crudo ecuatoriano por productos refinados chilenos con PetroEcuador. El acuerdo tiene vigencia por un año, renovable por un periodo similar y establece que PetroEcuador proveerá de crudo a ENAP sobre la base de un programa anual que contempla la entrega de un máximo de 100.000 barriles diarios, mientras que ENAP proveerá a PetroEcuador de productos refinados (diesel y gasolina).

Gestión del Desempeño

En el plano de la gestión de personas, en mayo la nueva Administración de ENAP comenzó a aplicar un instrumento para medir el desempeño de los trabajadores. El Sistema de Gestión del Desempeño (SGD), tiene como principal objetivo identificar las brechas de desempeño y definir los planes de capacitación, priorizando las competencias que resultan críticas para el éxito del Plan Estratégico.

El SGD contempla cuatro etapas: Planificación de las metas anuales de desempeño; Seguimiento, donde se analiza el avance logrado en cada una de las metas; Evaluación, en la cual se revisa el nivel de cumplimiento obtenido para cada meta; y, finalmente, la Retroalimentación, en donde la jefatura informa a los trabajadores el resultado obtenido en el año y se acuerdan acciones para mejorar el desempeño, tanto individual como del equipo.

Durante 2009 se logró una amplia cobertura en la aplicación del SGD, ya que el 98% de los trabajadores dispuso de metas de desempeño y participó en instancias de retroalimentación con sus respectivas jefaturas.

Política de Gestión Integral del Riesgos

En agosto de 2009, el Directorio de ENAP aprobó la Política de Gestión Integral de Riesgos y su plan de implementación. El propósito de esta política es asegurar que los riesgos críticos que puedan afectar el cumplimiento de los objetivos estratégicos y/o el valor de ENAP y sus filiales, sean identificados, comunicados, evaluados, mitigados y monitoreados oportunamente.

Además, el Directorio de ENAP aprobó la matriz de riesgos críticos de la Compañía, encargando para el período 2009-2010 la gestión de 11 de ellos, con énfasis de los riesgos de accidente a las personas y contaminación ambiental. Para este propósito la Gerencia General constituyó el Comité de Gestión de Riesgos, integrado por todos los gerentes corporativos y presidido por el Gerente General, cuyo rol es asegurar que la política sea implementada en todas las filiales, alineando las estrategias de respuesta a los riesgos con los objetivos de negocios de ENAP.

En tanto, con el objetivo de institucionalizar una política integral de prevención de riesgos y de seguridad de las personas, el Directorio de ENAP creó un Comité ad hoc, integrado por el Director Rodolfo Krause, como Presidente; y por los Directores Jorge Matute e Iván Pérez. También integran este comité el Gerente General de ENAP; el Gerente de la Línea de Negocios de Refinación; el Gerente de la Línea de Negocios de Exploración y Producción; y el Gerente de Recursos Humanos Corporativo.

Inversiones y proyectos

Las inversiones ejecutadas por la Empresa en 2009 alcanzaron los US\$ 381,5 millones de dólares. De este monto US\$ 172,1 millones fueron ejecutados por la Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P); y US\$ 209,4 millones por la Línea de Negocios de Refinación. En esta última se incluyen los aportes de capital enterados en las distintas sociedades en que participa la Empresa.

Entre los proyectos concretados en 2009 por ENAP, en alianza con otras compañías, destaca la inversión más alta realizada en Chile en el plano de la

GNL

El 22 de octubre de 2009
fue inaugurada la Planta
de GNL en Quintero.



logística gasera: el puerto y la planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) de Quintero, donde también participan BG, Endesa Chile y Metrogas. Este megaproyecto, que demandó una inversión de US\$ 1.066 millones, fue inaugurado el 22 de octubre de 2009 por la Presidenta de la República, Michelle Bachelet.

A fines de junio de 2009 arribó a Chile el buque-tanque "Methane Jane Elizabeth", el primero que trajo GNL al país y que permitió la puesta en marcha de la planta regasificadora de Quintero. De esta forma Chile se convirtió en el primer país del Hemisferio Sur y el 18º del mundo que cuenta con un terminal de regasificación de GNL.

Entre los meses de agosto y diciembre las entregas diarias de GNL en la Quinta Región fueron en promedio de 850.000 m³/día, tanto para los consumos de Refinería Aconcagua, como para los contratos comerciales con GasValpo/Energas. Entre los clientes destacados de GNL destaca Codelco, para sus divisiones Ventanas y El Teniente.

Paralelamente, en 2009 ENAP tomó la decisión de construir un patio de carga de camiones cisternas en las instalaciones de la Planta de GNL en Quintero, como primer paso para transportar este producto hacia la Región del Bío Bío, proyectando una Planta Satélite de Regasificación (PSR), con una capacidad de vaporización de 600.000 m³/día. Esta inyectará el gas natural al Gasoducto del Pacífico y por esta vía llegará hasta Refinería Bío Bío y a otros consumidores de la zona.

Reducción de costos

En 2009, ENAP logró una reducción de los costos operacionales por US\$ 240 millones. Una parte importante de este ahorro (US\$ 127 millones) se explica por los menores costos de energía, que consideran el efecto de la baja en los precios de los combustibles que utilizan las refinerías, (diesel, butano y otros), en reemplazo del gas natural; por la baja de las tarifas de energía eléctrica, y la entrada en operación de la Planta de GNL de Quintero, a partir de octubre de 2009, lo que benefició directamente a Refinería Aconcagua.

A su vez, la mejora en la programación de la flota marítima utilizada para el transporte de crudos y productos

permitió varios ahorros en forma simultánea. Entre éstos, la reducción de las sobrestadías de los buques, la renegociación de las tarifas de arriendo y el menor costo de los combustibles que utilizan dichas naves, generaron un menor costo en logística de US\$ 77 millones.

Asimismo, en el plano de los contratos de asesorías y servicios nacionales y de ingeniería y construcción (con terceros) se logró una reducción de costos por US\$ 15 millones.

Nueva Política Comercial

El 1 de diciembre de 2009 ENAP comenzó a aplicar una nueva Política Comercial, basada en los precios de paridad de importación y estableciendo descuentos a sus clientes por programación, aplicable a los volúmenes que sean contratados por plazos a un año. Todas las compañías distribuidoras de combustibles que son clientes de ENAP en el país, firmaron los nuevos contratos, esto es, Terpel, Petrobras, Copec, Shell Chile, Santa Elena, José Luis Capdevila (JLC), Cabal y Hugo Najle (HN).

Esta nueva Política Comercial asegura el abastecimiento combustibles, en todo el territorio nacional, a través de la existencia de un mercado competitivo, estable y que cumple con estándares mundiales de competitividad. Tales efectos se fundamentan en la aplicación de modificaciones y actualizaciones a los parámetros que determinan el precio de paridad de importación de productos, desde un mercado competitivo y de gran escala como es la costa estadounidense del Golfo de México, y la existencia de incentivos a la programación de requerimientos de productos de las compañías distribuidoras con ENAP, que permitan a esta última hacer más eficiente sus operaciones de refinación, transporte y logística.

La nueva Política Comercial de ENAP presenta precios diferenciados para aquellos volúmenes de productos bajo una obligación de compra a firme, con contratos, y que cumplan con el sistema de programación de compra anual, trimestral y mensual.

De este modo, esta Política permite optimizaciones en toda la cadena del valor de la industria -compra de crudo, importación de productos, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y venta al cliente final- lo que se puede reflejar en precios inferiores al mercado alternativo internacional.

La Empresa

Identificación de la Empresa y estructura

En Chile, ENAP y sus filiales realizan sus actividades en un ambiente de economía abierta, donde cualquier inversionista puede explorar y explotar hidrocarburos, previa suscripción de un Contrato Especial de Operación Petrolera (CEOP) con el Estado, o la obtención de una concesión administrativa. En Chile también existe libertad para refinar, importar y distribuir productos y subproductos de hidrocarburos.

El giro principal de la Empresa Nacional del Petróleo es la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Por lo tanto, desarrolla actividades en toda la cadena de valor de la industria petrolera, incluyendo la petroquímica. También vende combustibles en el mercado minorista (retail) en Perú y Ecuador, a través de la coligada Primax.

ENAP realiza sus actividades productivas a través de dos Líneas de Negocios: Exploración y Producción (E&P) y Refinación. La primera gestiona los activos de exploración y producción de hidrocarburos, incluyendo los prospectos de geotermia; y la segunda los de refinación.

A la Línea de E&P pertenece la filial Enap Sipetrol S.A.; y a la Línea de Refinación la filial Enap Refinerías S.A.

La filial Enap Sipetrol S.A. realiza actividades de exploración y producción en América Latina (Ar-

gentina y Ecuador), y en Medio Oriente y Norte de África (Egipto).

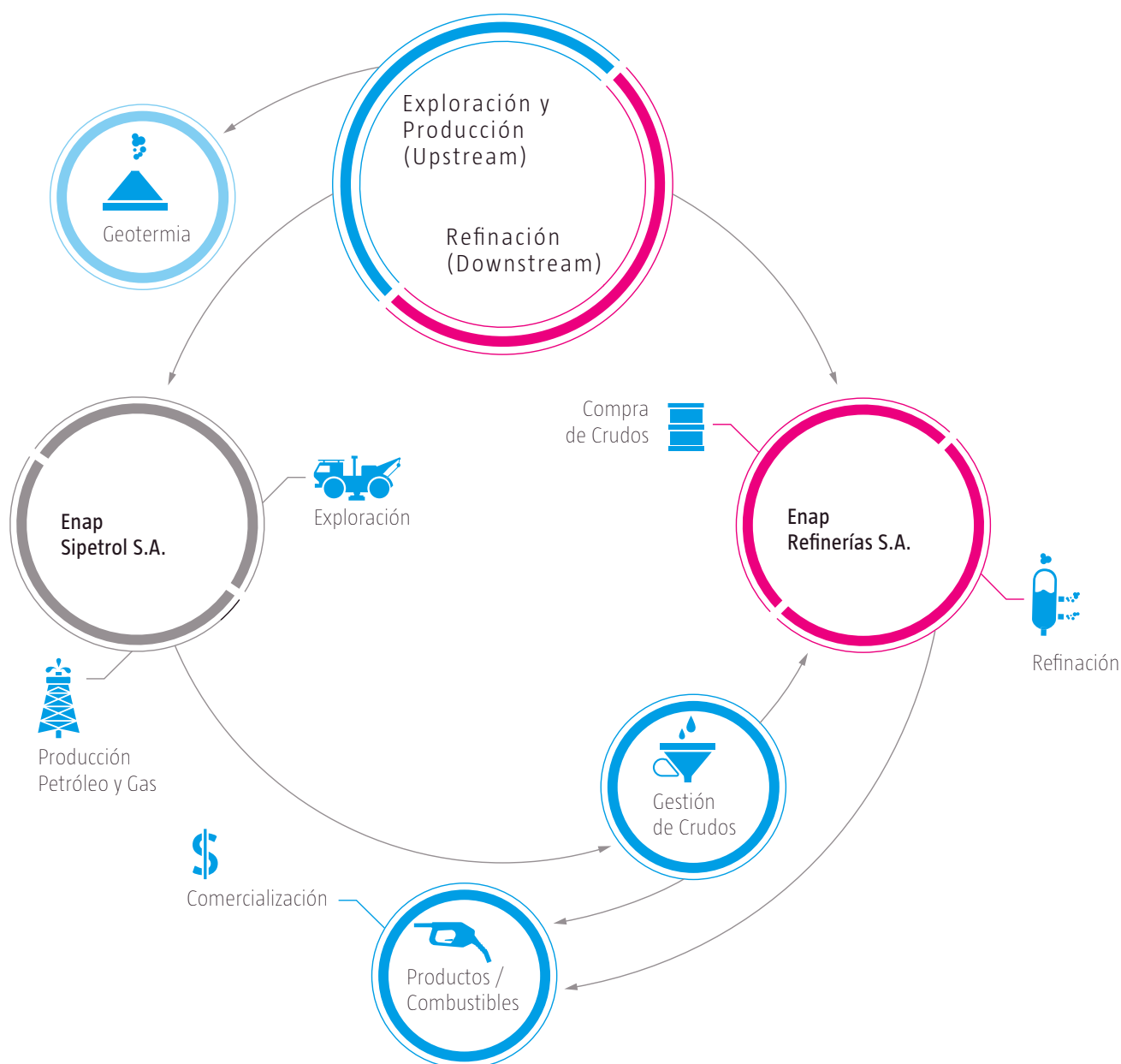
A través de la Línea de E&P, ENAP explota los yacimientos de hidrocarburos ubicados en la Región de Magallanes, en Chile.

La filial Enap Refinerías S.A. compra y refina crudo en las refinerías Aconcagua (comuna de Concón) y Bío Bío (comuna de Hualpén). A esta filial pertenecen también el Departamento de Almacenamiento y Oleoductos (DAO), especializado en actividades de logística petrolera, en Chile; y la sociedad Manu, establecida en Perú para importar combustibles desde Chile y venderlos en ese país y en Ecuador, a través de la red de estaciones de servicio de la coligada Primax.

Además, la Línea de Refinación tiene a cargo los activos de refinación en Magallanes, dentro de los cuales destacan la Refinería Gregorio y las plantas de procesamiento de gas en el complejo de Cabo Negro, ubicado 23 kilómetros al norte de Punta Arenas.

La administración central de la compañía se realiza desde la Casa Matriz, ubicada en Santiago de Chile. Aquí también opera la Casa Matriz de la filial Enap Sipetrol S.A.

Cadena de Valor integrada de ENAP y Filiales



Constitución legal, propiedad y control de la empresa

La Empresa Nacional del Petróleo es de propiedad del Estado de Chile. Fue constituida conforme a la Ley N° 9.618, promulgada el 19 de junio de 1950. Sus estatutos fueron aprobados por Decreto 1.208, dictado el 10 de octubre de 1950, por el entonces Ministerio de Economía y Comercio.

Opera como empresa comercial, con un régimen jurídico de derecho público y se administra en forma autónoma. Para ello cuenta con patrimonio y personalidad jurídica propios y se relaciona con el Gobierno a través del Ministerio de Minería y del Ministerio de Hacienda, con éste último para efectos del presupuesto.

La Ley 9.618 ha sido modificada por diversas leyes posteriores. Su texto actualizado fue aprobado por

el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1986, del Ministerio de Minería.

La administración superior de ENAP radica en un Directorio compuesto por ocho miembros, encabezado por el Ministro de Minería, quien ocupa la Presidencia de éste. La Vicepresidencia es ejercida por el Vicepresidente Ejecutivo de la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo), entidad que también designa a otros tres directores, incluyendo entre éstos al Presidente de la Federación Nacional de Trabajadores del Petróleo y Afines de Chile (Fenatrapech). Los otros tres directores son representantes de entidades privadas, en este caso del Instituto de Ingenieros de Minas de Chile, la Sociedad Nacional de Minería y la Sociedad de Fomento Fabril.



Primeras actividades productivas
de ENAP en Magallanes

Síntesis Histórica

1945

El Estado de Chile
se propuso crear la
Empresa Nacional del
Petróleo, cuya
fundación ocurrió
oficialmente el 19 de
junio de 1950.

Luego del descubrimiento del primer pozo de petróleo del país, en el sector de Springhill, en Magallanes, el 29 de diciembre de 1945, el Estado de Chile se propuso crear la Empresa Nacional del Petróleo, cuya fundación ocurrió oficialmente el 19 de junio de 1950, con la publicación de la Ley Nº 9.618. El hallazgo de petróleo en Springhill fue realizado por el equipo de exploradores encabezado por el ingeniero Eduardo Simian Gallet, y dio paso a nuevas perforaciones de pozos que resultaron productores. De esta forma, el equipo encabezado por Simian recomendó a la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo) la creación de ENAP, para explotar comercialmente los yacimientos descubiertos en Magallanes.

Una de las primeras metas que se propuso la nascente empresa fue levantar una refinería de petróleo en el país, tarea que culminó en 1954, con la puesta en marcha de la Refinería de Petróleo de Concón (hoy Refinería Aconcagua). Luego, en 1959, se construyeron las primeras instalaciones logísticas para el almacenamiento y distribución de combustibles refinados en Maipú y, al año siguiente, la terminal marítima de Gregorio, en Magallanes.

En 1962 entró en operación la Planta de Gasolina de Cullen (Magallanes), para continuar en 1966 con la inauguración de la segunda refinería del país, ubicada en la Octava Región (hoy Refinería Bío Bío), y la construcción del poliducto desde esta Refinería hasta San Fernando, en la Sexta Región. Desde esta ciudad, este ducto conecta con otro que administra la empresa Sonacol, que transporta combustibles a la Planta de Almacenamiento ubicada en Maipú, en la Región Metropolitana.



Demostración de trabajo geofísico, toda una novedad tecnológica, en Pecket (29-V-1943).

En 1981 ENAP integró el negocio logístico, con plantas de almacenamiento de combustibles líquidos y gaseosos en Maipú, San Fernando y Linares. Actualmente, esta actividad se realiza a través del Departamento de Almacenamiento y Oleoductos, que pertenece a la filial Enap Refinerías S.A.

En 1990 ENAP fundó la Sociedad Internacional Petrolera S.A., para explorar y explotar yacimientos de hidrocarburos en el extranjero. A partir de 2005 esta filial pasó a llamarse Enap Sipetrol S.A.

El 1 de enero de 2004 ENAP fusionó la entonces Refinería de Petróleo de Concón S.A., con la filial Petrox S.A. Refinería, constituyendo una sola empresa: Enap Refinerías S.A. Meses después integró a ésta la filial Emalco (Empresa Almacenadora de Combustibles).

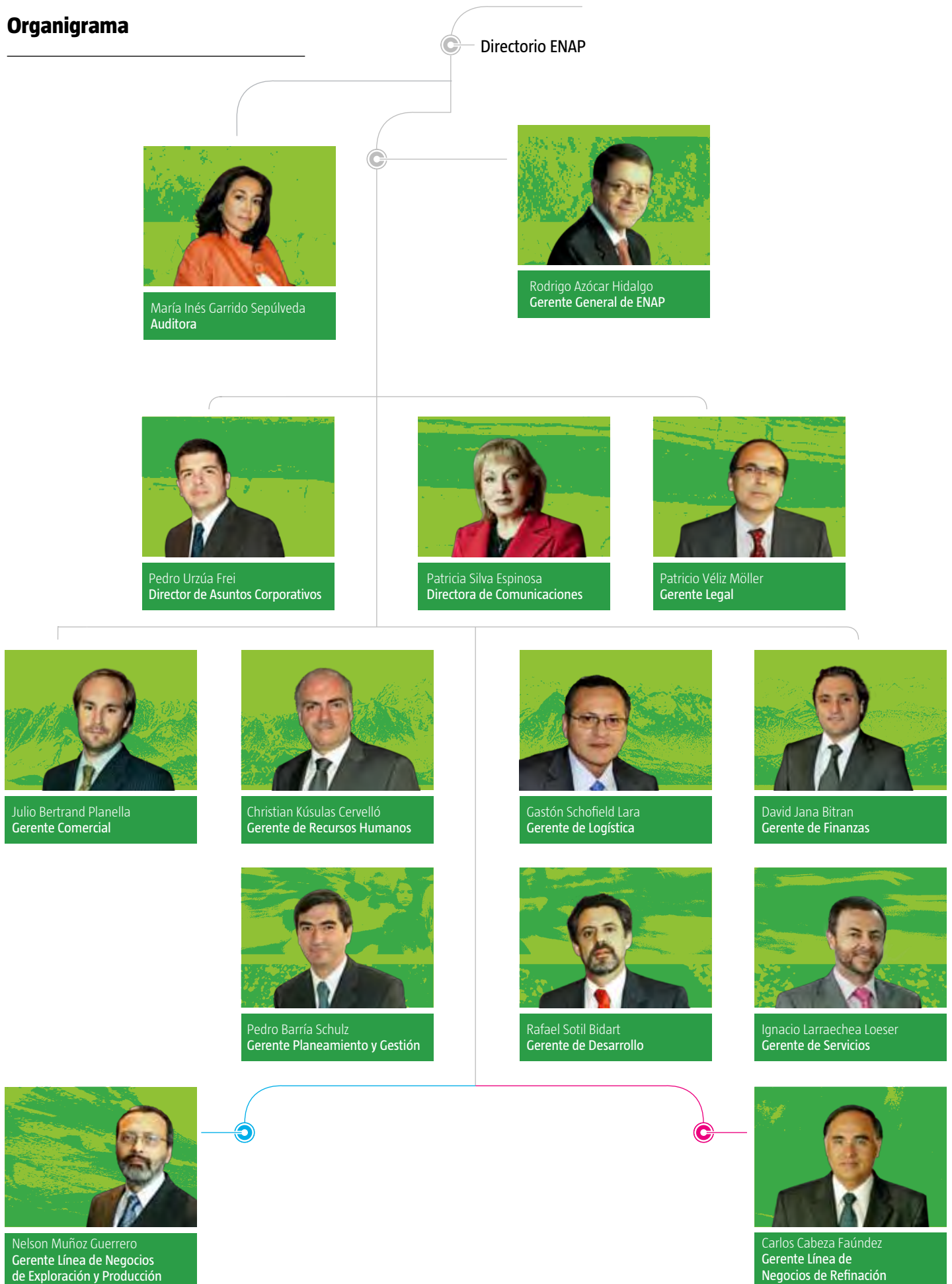
En el área de Magallanes, ENAP explota los únicos yacimientos con valor comercial de hidrocarburos del país y proporciona servicios logísticos petroleros y portuarios a clientes que operan en el rubro energético en la zona.

En los últimos años ENAP ha emprendido una fuerte campaña exploratoria de nuevas reservas de gas en Magallanes, a la vez que ha constituido alianzas con otras empresas para diversificar la matriz energética en el país. Entre estas últimas destacan la constitución de la Empresa Nacional de Geotermia (ENG), en sociedad con la compañía italiana ENEL; Energía Andina, con Antofagasta Minerals, también para el desarrollo de la geotermia; y la sociedad ForEnergy, con la empresa Consorcio Maderero, para estudiar el desarrollo de biocombustibles de segunda generación en Chile, a base de subproductos de la explotación forestal.



Ingeniero Eduardo Simián (derecha) haciendo las primeras declaraciones a la prensa luego del descubrimiento del petróleo en Springhill.

Organigrama



Remuneraciones del Directorio

RUT	Directores	Cargo	Cifras en pesos 2008	Cifras en pesos 2009
6.499.284-8	Santiago González Larraín	Presidente	0	0
8.970.274-7	Carlos Alvarez Voullieme	Vicepresidente	0	0
2.421.533-4	Gustavo Cubillos López	Director	1.522.124	0
9.164.893-8	Eduardo González Yáñez	Director	7.739.525	1.421.000
5.899.198-8	Ramón Jara Araya	Director	0	0
5.334.581-6	Jorge Matute Matute*	Director	7.740.557	8.404.000
5.433.767-1	Miguel Moreno García	Director	7.522.496	8.404.000
6.283.668-7	Radovan Razmilic Tomicic	Director	3.300.756	0
6.902.930-2	Iván Antonio Pérez Pavez	Director	6.624.200	8.185.000
4.643.327-0	Rodolfo Krause Lubascher	Director	4.643.435	8.404.000
7.478.702-9	Axel Christensen de la Cerda	Director	0	2.829.000
Totales			39.093.093	37.647.000

* En su condición de empleado de la Filial Enap Refinerías S.A., este Director percibió también una remuneración anual equivalente a M\$78.661,2.

Remuneraciones a plana ejecutiva

Las remuneraciones pagadas en 2009 a la plana ejecutiva superior de ENAP y filiales ascendieron a \$ 3.037,5 millones.

Los cargos considerados en la mencionada suma corresponden a 27 posiciones gerenciales existentes al 31 de diciembre del 2009: Gerente General, Gerentes de Líneas de Negocios, Gerentes de ENAP Matriz, Gerente de ENAP en Magallanes y Gerentes de las filiales Enap Refinerías S.A. y de Enap Sipetrol S.A.

Indemnizaciones

En 2009 la empresa pagó a ejecutivos superiores indemnizaciones por años de servicios por un monto de \$ 480.080.923.

Sistema de Renta Variable

ENAP cuenta con un Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a sus ejecutivos. Los factores que se toman en cuenta en el modelo para la determinación del incentivo son los resultados de la empresa y el nivel de cumplimiento de las metas individuales y de área.

Directorio de ENAP

Santiago González Larraín

Presidente
Ingeniero Civil
Ministro de Minería
RUT: 6.499.284-8

Carlos Álvarez Voullieme

Vicepresidente
Ingeniero Civil Industrial
Vicepresidente Ejecutivo de la Corporación de
Fomento de la Producción (Corfo)
RUT: 8.870.274-7

Rodolfo Krause Lubascher

Director
Ingeniero Civil Químico
Sociedad de Fomento Fabril
RUT: 4.643.327-0

Ramón Jara Araya

Director
Abogado
Sociedad Nacional de Minería (Sonami)
RUT: 5.899.198-8

Iván Pérez Pavez

Director
Ingeniero Civil en Minas,
mención Explotación de Minas
Instituto de Ingenieros de Minas de Chile
RUT: 6.902.930-2

Miguel Moreno García

Director
Ingeniero Eléctrico
Corporación de Fomento de la Producción
RUT: 5.433.767-1

Jorge Matute Matute

Director
Presidente Federación Nacional de Trabajadores
del Petróleo de Chile y Afines.
Corporación de Fomento de la Producción
RUT: 5.334.581-6

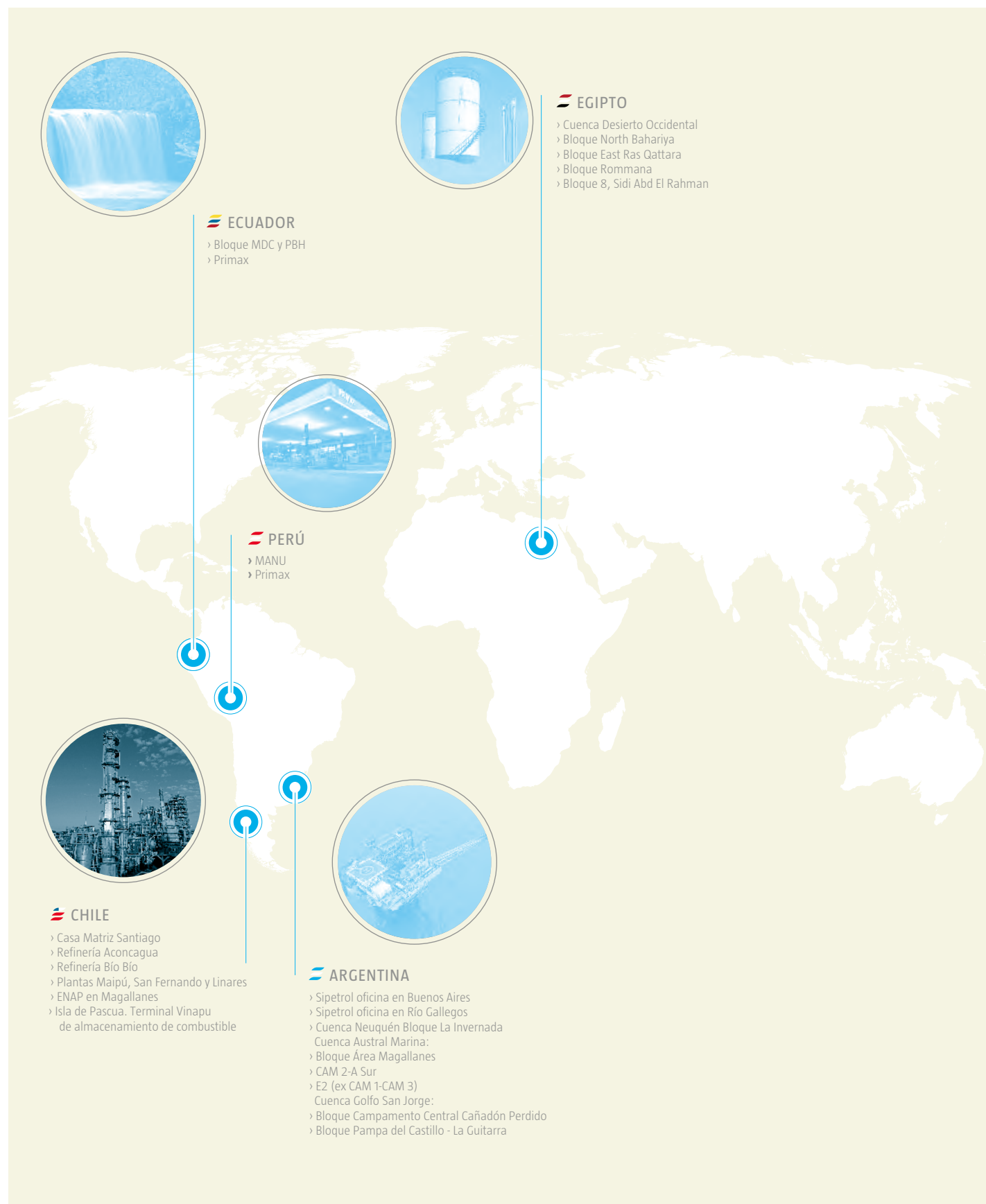
Axel Christensen de la Cerda

Director
Ingeniero Civil Industrial
Corporación de Fomento de la Producción
RUT: 7.478.702-9

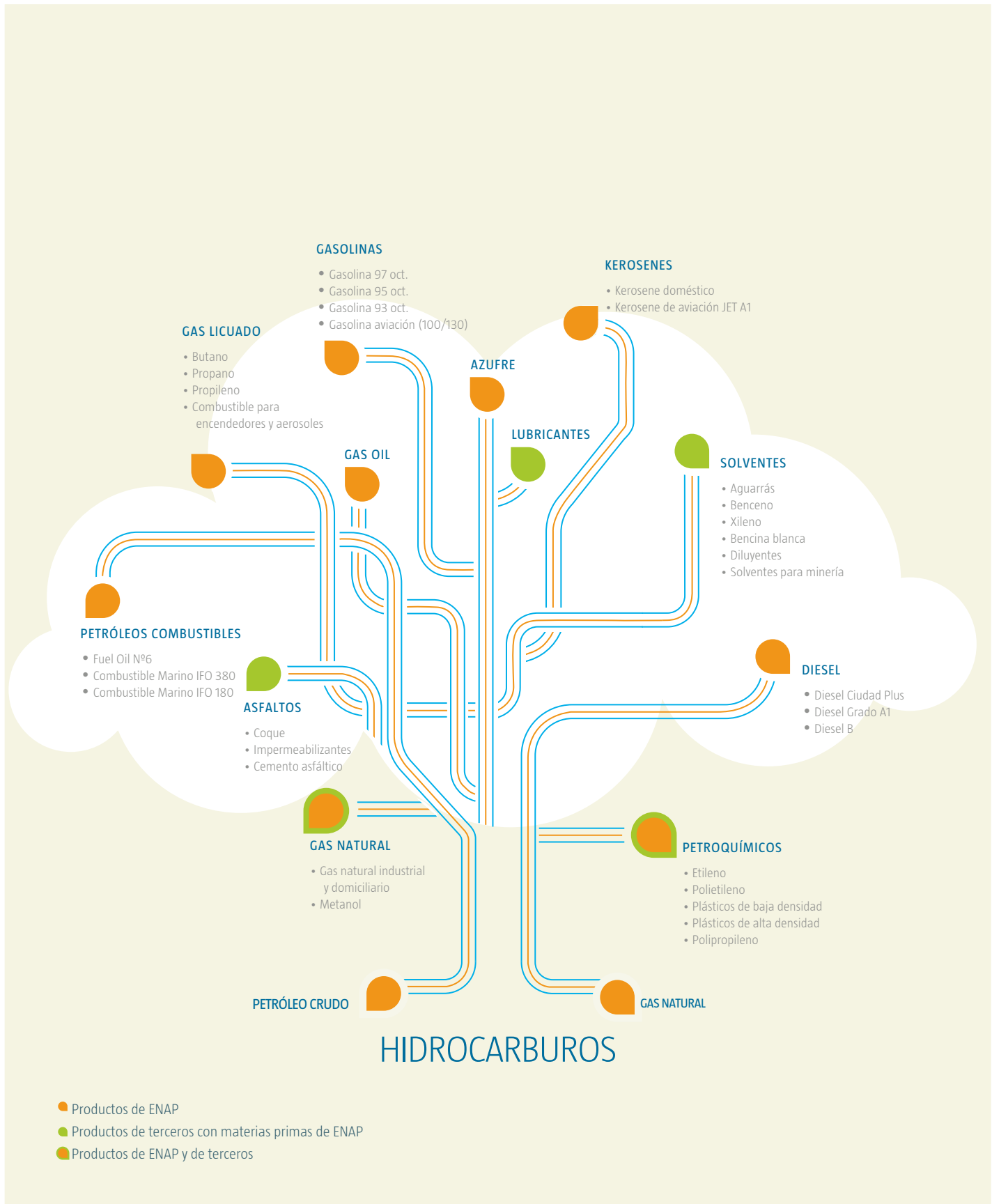
Arriba: Miguel Moreno García, Jorge Matute Matute, Ramón Jara Araya
Abajo: Axel Christensen de la Cerda, Carlos Álvarez Voullieme,
Santiago González Larrain, Rodolfo Krause Lubascher, Iván Pérez Pavez



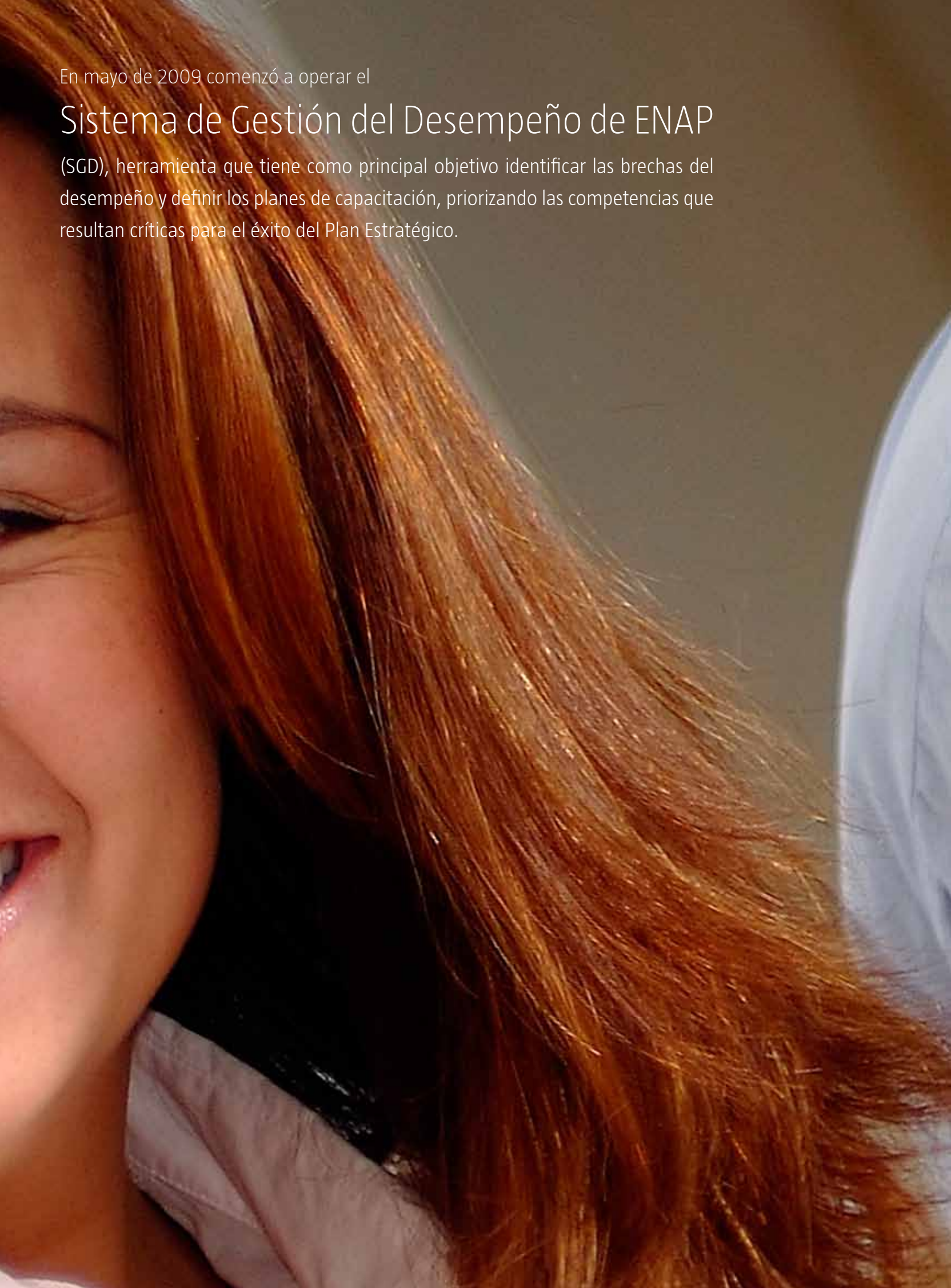
Presencia Internacional de ENAP



Productos de ENAP





A close-up photograph of a woman's face and long, straight brown hair. The woman is smiling, and her hair is the primary focus, cascading down the right side of the frame. The background is a plain, light-colored wall.

En mayo de 2009 comenzó a operar el

Sistema de Gestión del Desempeño de ENAP

(SGD), herramienta que tiene como principal objetivo identificar las brechas del desempeño y definir los planes de capacitación, priorizando las competencias que resultan críticas para el éxito del Plan Estratégico.

Capítulo

2

Gestión de Personas y organización

La gestión de personas estuvo orientada a la implementación del nuevo Mapa Estratégico de ENAP, enfocada en el aprendizaje y el crecimiento de las personas, con foco en la productividad.

Durante 2009 se implementó el Sistema de Gestión del Desempeño (SGD) en todas las filiales de ENAP radicadas en el país, a partir de la habilitación de una plataforma interactiva en Intranet.

La organización alineada con la Estrategia

La gestión de personas durante 2009 estuvo orientada a la implementación del nuevo Mapa Estratégico de ENAP, desde la perspectiva del aprendizaje y del crecimiento de las personas, lo que se reflejó en la priorización de aquellos focos con mayor contribución para el cumplimiento de la estrategia del negocio.

Se observaron importantes avances en la provisión de competencias técnicas críticas, a través de la identificación de los procesos claves de las diferentes áreas, y en disponer del personal adecuado para la consecución de las metas estratégicas.

Sistema de Gestión del Desempeño

Durante 2009 ENAP implementó el Sistema de Gestión del Desempeño (SGD) en todas las filiales de ENAP radicadas en el país, a partir de la habilitación de una plataforma interactiva en la web interna, conocida como Intranet corporativa. El objetivo de este proceso es favorecer el mejoramiento continuo del desempeño individual y de los equipos, para garantizar el cumplimiento de las metas del negocio.

Este modelo incorpora lineamientos del Plan Común de Empresa, constituyendo para las jefaturas una herramienta de gestión válida y de mayor objetividad que les facilita la toma de decisiones en relación con





las personas supervisadas, permitiendo a éstos participar en la planificación de las metas de desempeño (alineadas a los objetivos estratégicos) y de desarrollo personal. El sistema también facilita el monitoreo y la canalización de las propuestas de mejoras que surjan de los propios trabajadores en reuniones cara a cara con sus jefes.

Competencias

Durante 2009 se continuó con la implementación de programas de reducción de brechas de competencias, a partir de las evaluaciones realizadas y que forman parte del Sistema de Gestión por Competencias de Recursos Humanos.

Esta información ha permitido incorporar la variable "competencias", a los subsistemas de Recursos Humanos, tales como reclutamiento y selección, sucesión y gestión de aprendizaje, de forma tal que permitan contribuir en forma eficiente y eficaz al cumplimiento de los objetivos estratégicos.

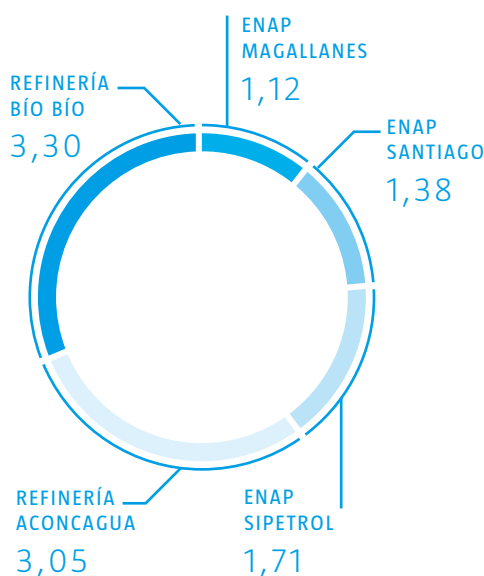
Capacitación

Las actividades de capacitación se focalizaron en el fortalecimiento de las competencias técnicas críticas definidas para las distintas áreas, ejecutándose las actividades conforme a los respectivos programas, con énfasis en contenidos y metodologías que requieren de relatoría interna.

Una de las herramientas de capacitación más exitosas que se ocuparon en 2009, dirigida a todos los trabajadores, fue la del e-learning, con la impartición de dos cursos en línea: uno sobre Seguridad de la Información y el otro sobre nociones básicas del Plan Estratégico. En ambos casos se llegó a un universo superior al 90% de trabajadores que tienen acceso a un computador en la Empresa, tanto en el país como en el extranjero, lográndose también una tasa de aprobación superior al 90%.

La tasa de Capacitación 2009, medida como las horas de capacitación sobre las horas contratadas, fue de 1,87%.

Capacitación en ENAP y Filiales



Negociaciones colectivas

En el ejercicio 2009 se realizaron tres procesos de negociación colectiva: en Refinería Aconcagua, con el Sindicato de Turnos; en Refinería Bío Bío con el Sindicato de Profesionales y Supervisores; y en Magallanes con el Sindicato de Trabajadores. Los tres procesos se realizaron en un ambiente de diálogo y apertura, que permitió llegar a acuerdos dentro del marco autorizado y satisfactorio para las partes, dentro del plazo estipulado por la ley.

Gestión de empresas contratistas

En este ámbito, destaca la creación de un Sistema de Gestión del Desempeño de las Empresas Contratistas, que optimiza el manejo de un registro digital de la calidad y oportunidad de los servicios recibidos. Asimismo, destaca la implementación del Sistema de Certificación Laboral y de Auditoría al cumplimiento de las leyes laborales, mediante el cual ENAP cumple su compromiso por velar por los derechos de los trabajadores de las empresas subcontratadas.

Tasa de capacitación*

	ENAP Magallanes	ENAP Santiago	Enap Sipetrol	Refinería Aconcagua	Refinería Bío Bío	Tasa Promedio
Tasa de capacitación	1,12	1,38	1,71	3,05	3,3	1,9

* Horas de capacitación sobre horas contratadas.

3.380

trabajadores
alcanzó la dotación
en ENAP y Filiales
en 2009.

Comité de Seguridad de las Personas

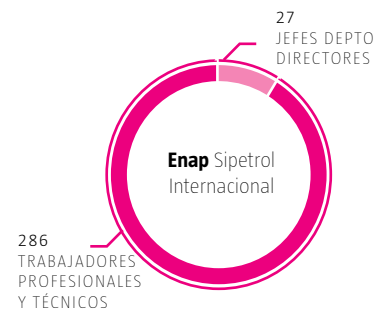
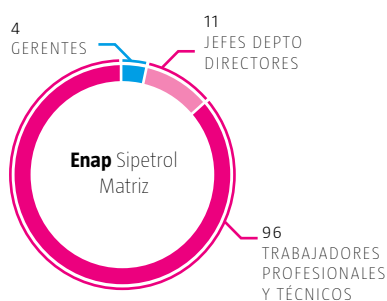
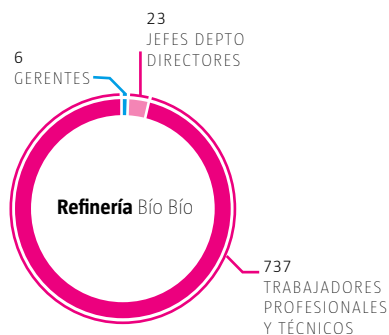
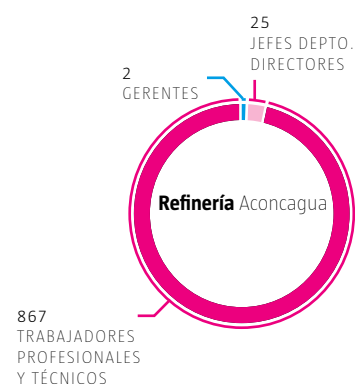
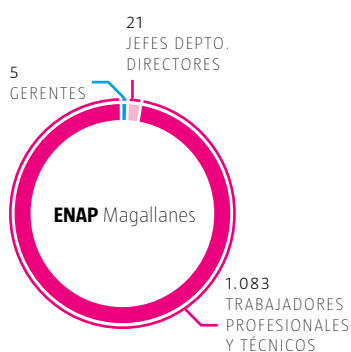
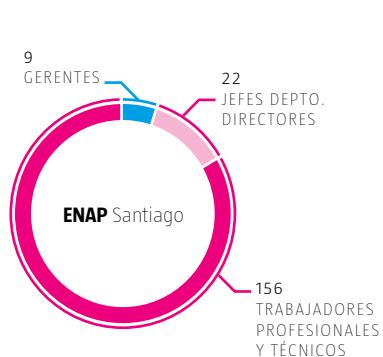
En virtud de los accidentes laborales ocurridos en la filial Enap Refinerías, en 2009, el Directorio de ENAP acordó crear el Comité de Seguridad y Prevención de Riesgos de las Personas, con el objetivo de implementar iniciativas que conduzcan a mejorar, los indicadores de seguridad de los trabajadores.

Dotación

La dotación de ENAP, que comprende a trabajadores con contratos a plazo indefinido y a plazo fijo, llegó en 2009 a 3.380 personas, cifra similar a la del ejercicio anterior, que fue de 3.382 personas.

Dotación de ENAP 2009 y Filiales

Línea de Negocio	Gerentes	Directores y Jefes de departamentos	Trabajadores (profesionales y técnicos)	Total
ENAP Santiago	9	22	156	187
ENAP Magallanes	5	21	1.083	1.109
Refinería Aconcagua	2	25	867	894
Refinería Bío Bío	6	23	737	766
Enap Sipetrol Matriz	4	11	96	111
Enap Sipetrol Internacional	0	27	286	313
Total ENAP	26	129	3.225	3.380







enap re
MUESTRA:
MUESTRA:

El 1 de diciembre de 2009 ENAP puso en vigencia una nueva

Política Comercial para la venta de sus productos,

manteniendo como precio base la paridad de importación, pero estableciendo adicionalmente, un descuento por programación, aplicable a los volúmenes que sean contratados por el plazo de un año.



Capítulo

3

Entorno del Negocio

En 2009 el precio promedio del crudo marcador WTI fue de 61,9 US\$/barril, con una caída de 38,2% con respecto al precio promedio de 2008.

La recesión mundial afectó la demanda de los países más desarrollados, que cayó en 2,2 millones de barriles/día; mientras que el consumo del resto del mundo creció en 500.000 barriles/día, liderado por China.

Situación del mercado internacional

Durante 2009 la demanda mundial por petróleo bajó en 1,7 millones de barriles por día (MMbpd) con respecto a 2008, totalizando 84,1 MMbpd, mientras que la oferta se contrajo en 1,2 MMbpd, a 84,2 MMbpd, aumentando en consecuencia el nivel de los inventarios mundiales de petróleo a una tasa de 100.000 barriles por día.

El impacto de la recesión mundial afectó principalmente la demanda de los países más desarrollados

-agrupados en la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE)-, que cayó en 2,2 MMbpd, mientras que el consumo del resto del mundo creció en 500.000 bpd, liderado por el crecimiento del consumo de China.

En cuanto a la oferta, el suministro total de la OPEP (de petróleo crudo más condensados y líquidos de gas natural) bajó 1,9 MMbpd, contrarrestado parcialmente por un aumento de 700.000 bpd del resto del mundo. El descenso de la oferta de la OPEP se explica por una brusca baja del suministro de petróleo crudo, en 2,2 MMbpd, debido de la política del grupo de restringir la producción para detener la aguda caída del precio mundial iniciada en septiembre de 2008.

La intervención de la OPEP para detener el colapso del precio del crudo fue exitosa y lo suficientemente rápida para impedir una acumulación excesivamente grande de inventarios de petróleo a nivel mundial, a medida que caía la demanda. Debido a que las variaciones de la producción de los principales exportadores de la OPEP afectan el mercado con un

Mercado mundial de petróleo 2008 - 2009

(Cifras en millones de barriles diarios)	2008	2009	Variación
DEMANDA	85,8	84,1	-1,7
OCDE	47,6	45,4	-2,2
No-OCDE	38,2	38,7	0,5
OFERTA	85,4	84,2	-1,2
Ex - Unión Soviética	12,5	12,9	0,4
Resto No-OPEP	37,1	37,4	0,3
LGN y condensados OPEP	4,5	4,8	0,3
Crudo OPEP	31,3	29,1	-2,2
VARIACIÓN INVENTARIOS	-0,4	0,1	

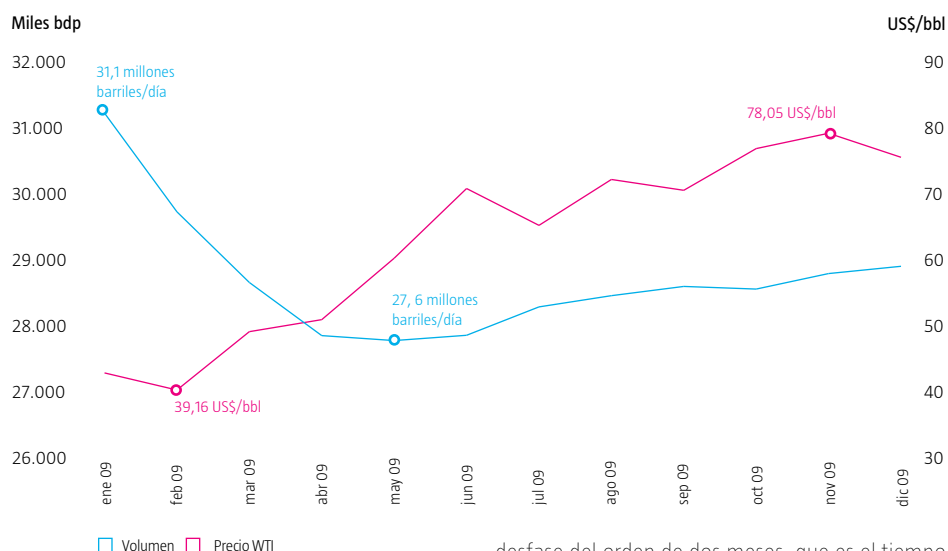
Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook January 2010"





Precio WTI versus producción de crudo OPEP

con desfase de dos meses



En 2009 el precio promedio del crudo marcador WTI fue de 61,9 US\$/barril, con una caída de 38,2% con respecto al precio promedio de 2008

desfase del orden de dos meses, que es el tiempo promedio para el transporte desde el Golfo Pérsico hacia los principales mercados consumidores en Estados Unidos, Europa y Lejano Oriente), la acción preventiva de la OPEP fue también oportuna.

Así, la producción de crudo de la OPEP que alcanzó en julio de 2008 su máximo en el año de 32,8 MMbpd, cayó a 28,5 MMbpd en enero de 2009 y luego a su mínimo del año en marzo, 27,7 MMbpd, lo que se traduce en una baja acumulada de 5,2 MMbpd, con respecto a julio de 2008. Posteriormente, la producción subió gradualmente para acomodarse al repunte de la demanda mundial en el segundo semestre, cerrando el año con 29,0 MMbpd en diciembre de 2009.

Precio del crudo marcador WTI

El precio promedio del crudo marcador internacional West Texas Intermediate (WTI) fue de 61,9 US\$/barril en 2009, con una caída de 38,2% con respecto al precio promedio de 2008 (100,1 US\$/barril).

No obstante, a lo largo de 2009, predominó una tendencia alcista en el precio, recuperándose éste del bajo nivel de comienzos del año, a medida que la contracción de la oferta de crudo de la OPEP antes mencionada redujo la oferta global lo suficiente para adecuarse a la menor demanda provocada por la recesión económica mundial. Posteriormente, el repunte de la demanda estadounidense y el creci-

miento de las economías emergentes del Asia consolidaron la recuperación del precio, requiriéndose incluso un aumento de la producción de la OPEP en el segundo semestre para impedir un alza excesiva del precio que -se temía- interrumpiera la recuperación económica mundial.

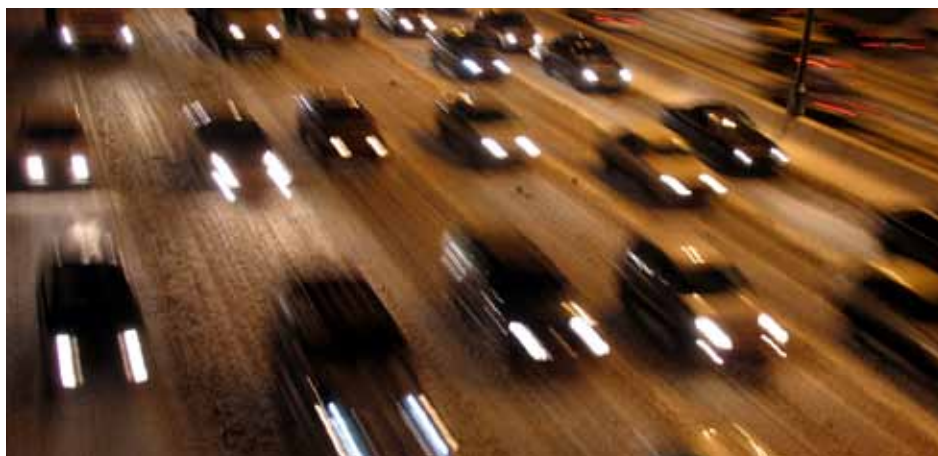
El precio del crudo partió el año en 46 US\$/bbl, siguiendo la tendencia descendente iniciada a fines de julio de 2008; y se hizo especialmente aguda a partir de septiembre de ese año, lo que lo llevó al mínimo anual de 34 US\$/bbl, a mediados de febrero. La contracción de la oferta de la OPEP iniciada en noviembre de 2008 impactó finalmente al mercado a fines de febrero, lo que hizo subir el precio en una rápida escalada al rango de 45 a 55 US\$/barril que predominó desde mediados de marzo hasta mediados de mayo.

En el período abril-junio la oferta de la OPEP se estabilizó en alrededor del mínimo anual de 27,5 MMbpd, lo que hizo que el precio empezara una nueva escalada alcista desde mediados de mayo para estabilizarse en 70 US\$/bbl durante junio.

En suma, el menor suministro de la OPEP permitió la recuperación del precio del crudo, a lo que contribuyó un repunte de la demanda por gasolina en los Estados Unidos y el dinamismo de las economías de China e India, lo cual contrastó con la baja demanda en Europa, debido a la recesión.

Estos mismos factores mantuvieron el precio al alza en el segundo semestre del año, aunque con retrocesos transitorios, alcanzando el precio su nivel más alto del año, subiendo al rango de entre 75 y 80 US\$/bbl, durante octubre. Los indicios de un sobre calentamiento del mercado llevaron a que, sin anunciar un cambio en la política de producción, la OPEP empezara a bombear más petróleo ya a partir de mayo, lo que impidió que el precio subiera mucho más allá de los 80 US\$/bbl.

Aunque no se estableció formalmente en las reuniones interministeriales de la OPEP, en la práctica, la organización pasó de un sistema de cuotas de producción -vigente desde 1999-, a un esquema orientado a mantener un rango meta para el precio mundial del petróleo. Refrendando esto, varios de los miembros de la organización, notoriamente Arabia Saudita, declararon unilateralmente la de-



seabilidad de un precio en torno a los 75 US\$/bbl, fundamentándose en que un precio mucho mayor pondría en peligro la entonces incipiente recuperación de la economía mundial, mientras que un precio mucho menor afectaría la rentabilidad de invertir en expansión de la capacidad de producción de petróleo, lo que llevaría eventualmente a otro período de explosión de precios al reanudarse el crecimiento económico mundial.

Hacia fines del año, el mayor suministro de crudo y la entrada en servicios de nuevas grandes refinerías en India y China, coincidieron con un comienzo del invierno boreal con temperaturas muy benignas, lo que se tradujo en una sobreoferta de diesel a nivel mundial, deprimiendo su precio y reduciendo los márgenes de las refinerías en Estados Unidos y Europa. Esto finalmente llevó a una caída en el consumo de crudo e hizo retroceder el precio desde los altos niveles observados en octubre, a menos de 70 US\$/bbl a comienzos de diciembre. Pero las primeras tormentas de nieve hicieron revivir la demanda y el precio cerró el año a 79 US\$/bbl.



En 2009 los precios promedio de la gasolina y del diesel en el mercado internacional tuvieron una baja, en relación con los precios de 2008, el 34%, en el caso de la gasolina; y 43% en el caso del diesel.

Productos derivados del petróleo

En 2009 los precios promedio de la gasolina (gasolina regular unleaded 87) y del diesel (ULS diesel) en el mercado internacional de la costa estadounidense del Golfo de México, fueron de entre 70,1 y 70,2 US\$/barril, respectivamente. En relación con los precios promedios de 2008, las bajas fueron de 34% en el caso de la gasolina; y 43% en el caso del diesel.

Las diferencias promedio de los precios de los productos con respecto al petróleo crudo fueron de 8,2 US\$/barril para la gasolina y 8,3 US\$/barril para el diesel. En el caso de la gasolina, la brecha

con respecto al precio del crudo fue mayor que los 5,5 US\$/barril de 2008, mientras que lo opuesto ocurrió con el diesel, ya que la diferencia en 2008 fue de 23,3 US\$/barril.

En el caso del petróleo combustible N° 6 (fuel oil N° 6), el precio promedio de 2009 en el mercado de la costa estadounidense del Golfo de México fue de US\$ 56,0 por barril (baja de 23% en relación con 2008), y su descuento con respecto al precio del WTI fue 5,9 US\$/barril. De este modo, su precio relativo mejoró notablemente con respecto a 2008, en que dicho descuento fue US\$ 27,1 US\$/barril.

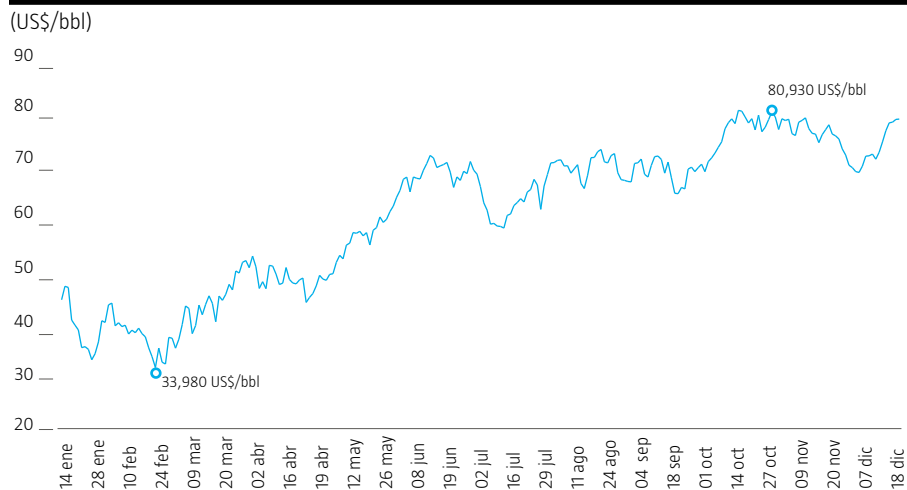
A lo largo del año, los precios de los productos siguieron la tendencia alcista del precio del crudo. Sin embargo, hubo diferencias importantes en los precios relativos de los distintos productos, entre sí y con respecto al precio del petróleo crudo.

Al comparar las brechas de los precios de los productos entre 2008 y 2009, se puede apreciar que cayó fuertemente el valor relativo del diesel, con respecto a la gasolina y el fuel oil N° 6. Esto representa una normalización, ya que el diesel tuvo un precio relativo históricamente alto en 2008, debido a la confluencia de alto crecimiento económico, los límites en la capacidad de refinación y crisis eléctricas en una serie de países, que llevaron a una demanda extraordinaria por diesel, factores que no se repitieron en 2009. Por el contrario, la demanda por diesel cayó más que la de los demás productos, debido a que la crisis económica deprimió especialmente el sector transporte.

El consumo de fuel oil en los Estados Unidos bajó en 103.000 bpd en 2009, lo que se explica en parte por su reemplazo por gas natural, cuyo precio cayó de 8,9 dólares en 2008 a 3,9 dólares por millón de BTU (MMbtu) en 2009, debido a la mayor oferta resultante de nuevas técnicas de explotación de gas de esquistos. Hubo también una menor demanda por fuel oil como combustible para buques, al caer el tráfico de comercio internacional desde y hacia los Estados Unidos.



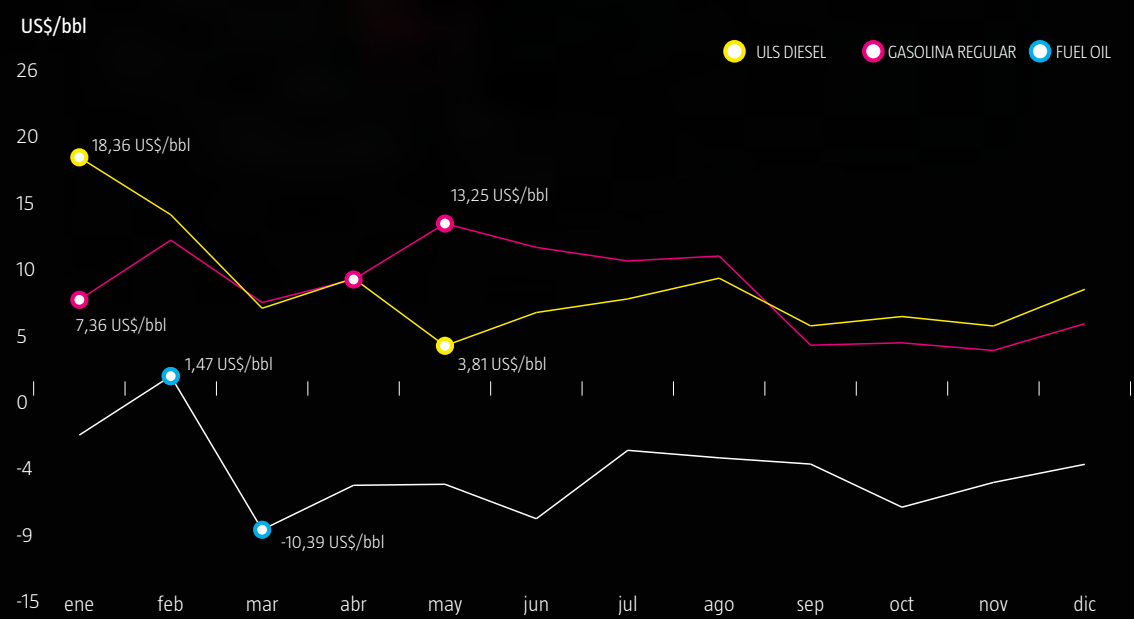
Precio crudo WTI diario en 2009





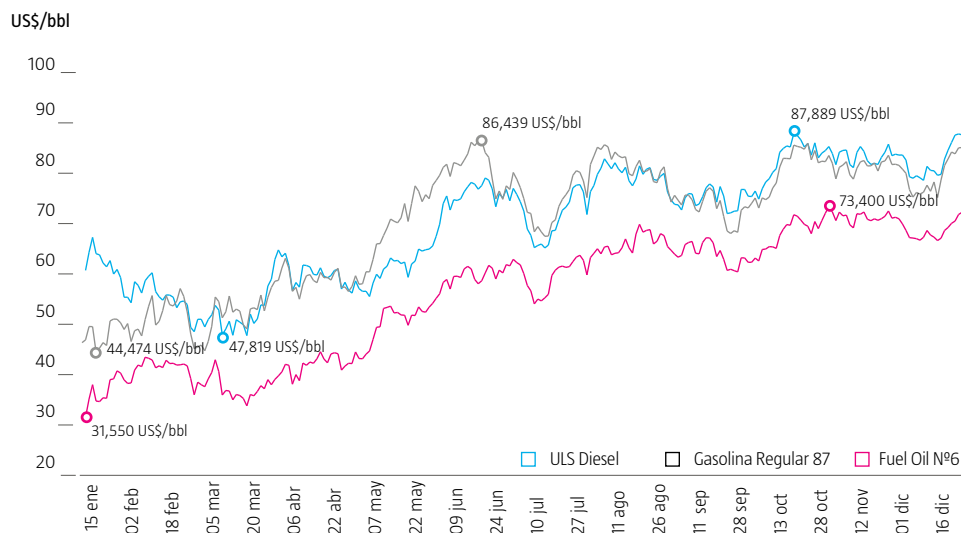
Precios de combustibles menos precio de crudo WTI

en costa de EE.UU. del Golfo de México - 2009



Precios diarios en 2009 en mercado costa de EE.UU. del Golfo de México

(US\$/bbl)



Mercado Nacional

El consumo de productos refinados del petróleo en Chile alcanzó los 18,67 millones de metros cúbicos en 2009, cifra equivalente a 322.000 barriles/día (b/d). Este consumo fue 6,4% más bajo respecto del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por la contracción de la actividad económica (se estima una caída de 1,6% del PIB en 2009), pero hubo, además, un menor consumo de derivados del petróleo en generación termoeléctrica, al aumentar el suministro de gas natural, debido a la entrada en operaciones de la planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) en Quintero, hecho ocurrido en agosto.

Al comparar el consumo por productos en relación con 2008, se aprecian comportamientos disímiles. Mientras que bajan los consumos de kerosene, diesel y fuel oil, se registraron aumentos en los de gas licuado de petróleo (GLP), gasolina y otros combustibles para consumo industrial.

En 2009 el consumo total de diesel bajó 10,3% respecto de 2008, totalizando 9,10 millones de metros cúbicos, pero manteniéndose siempre como el producto con mayor consumo individual en Chile. No obstante que el precio del diesel al consumidor final bajó en 29% en términos reales en 2009, la menor

actividad económica —con su gran incidencia en la demanda por diesel del sector transporte— y la caída del consumo de diesel en plantas termoeléctricas, provocaron el drástico descenso del consumo.

El consumo de fuel oil en 2009 fue de 2,27 millones de metros cúbicos, con una baja anual de 18,3%. La disminución de este consumo se explica por menor consumo industrial y por menor consumo como combustibles en buques (calidades IFO 180 e IFO-380), lo que se explica por la menor actividad económica y del tráfico naviero de exportación, respectivamente.

El consumo total de kerosene cayó 2,9%, a 1,04 millón de metros cúbicos, lo cual se explica por un menor consumo de kerosene de aviación y por la contracción de la actividad económica del país. El consumo de kerosene doméstico se mantuvo prácticamente constante.

Contrastando con el comportamiento de la demanda de los combustibles anteriores, el consumo de gasolina vehicular creció 7,2%, totalizando 3,48 millones de metros cúbicos. A pesar de que cayó el PIB, el consumo de gasolina se vio incentivado por una baja real de 17% del precio al consumidor en 2009, comparado con 2008.

El consumo de gas licuado de petróleo (GLP) también creció, aunque a una tasa mucho menor que la gasolina. Este aumento fue de 0,7%, totalizando 2,13 millones de metros cúbicos. Al impacto de la baja del ingreso de las personas, se sumó el desplazamiento de algunos consumos industriales del GLP, al disponerse de mayores volúmenes de gas natural. Pero estos factores fueron levemente superados en su incidencia por el impacto positivo de la disminución del precio minorista de 18% en términos reales.

Finalmente, el consumo de productos industriales no combustibles (solventes y olefinas que son materias primas para la industria petroquímica), productos asfálticos, etc., totalizó 662.000 metros cúbicos, con un crecimiento de 10,4% con respecto a 2008. Esto resultó de un aumento en el consumo de olefinas, que compensó bajas en el consumo de solventes.

Consumo nacional

	2009 Mm ³	2008 Mm ³	Variación
Gas Licuado de petróleo	2.129	2.114	0,7%
Gasolina Vehicular	3.475	3.240	7,2%
Kerosene	1.041	1.072	-2,9%
Diesel	9.096	10.136	-10,3%
Fuel Oil	2.269	2.779	-18,3%
Productos industriales y otros	662	600	10,4%
TOTAL	18.672	19.941	-6,4%

Ventas de ENAP

Las ventas físicas totales de productos refinados del petróleo de ENAP en 2009 fueron de 15,54 millones de metros cúbicos, bajando en 8,3% en relación con los 16,96 millones de metros cúbicos vendidos en 2008.

Del total, 14,16 millones de metros cúbicos fueron ventas al mercado nacional, con una participación de mercado de ENAP de 75,8%. El 24,2% restante del consumo nacional fue abastecido mediante importaciones directas de las compañías distribuidoras privadas.

Las ventas de diesel de ENAP en el mercado nacional sumaron 5,94 millones de metros cúbicos, con una participación de mercado de 65,3%. Las de gasolina fueron de 3,28 millones de metros cúbicos, con una participación de mercado de 94,3%. Las de fuel oil alcanzaron a 2,07 millones de metros cúbicos, con

una participación de mercado de 91,1%; en tanto que las de gas licuado de petróleo llegaron a 1,29 millón de metros cúbicos de GLP, con una participación de mercado de 60,4%.

A su vez, las ventas de kerosene de ENAP en el país fueron 1,03 millón de metros cúbicos en 2009, llegando a una participación de mercado de 99,3%; y las de productos industriales sumaron 552.000 metros cúbicos, con una participación de mercado de 83,4%.

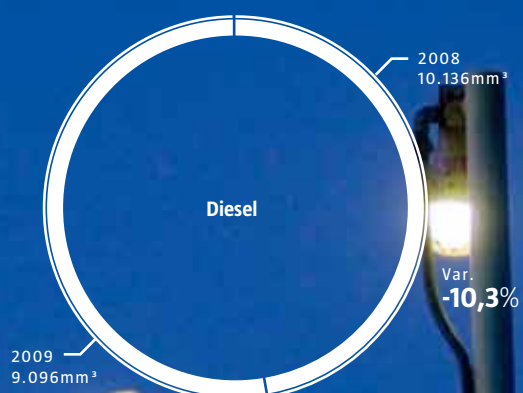
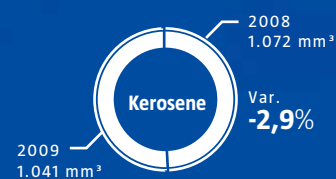
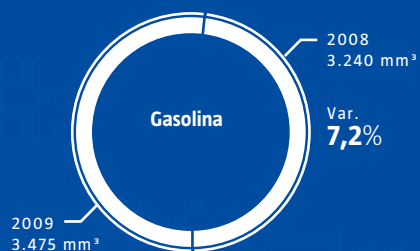
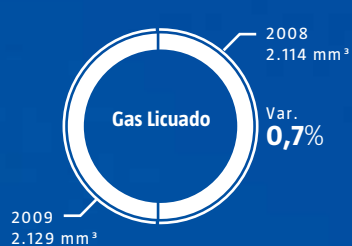
Exportaciones

En 2009 las exportaciones de ENAP totalizaron 1,24 millón de metros cúbicos. La distribución por productos fue la siguiente: 540.000 metros cúbicos de diesel (39% del total); 663.000 metros cúbicos de gasolina (46% del total); 76.000 metros cúbicos de productos industriales (5%); 83.000 metros cúbicos de fuel oil (6%); y 58.000 metros cúbicos de GLP (4% del total exportado).

Consumo nacional de combustibles y ventas de ENAP en 2009 y 2008

Productos	Consumo Nacional		Ventas Nacionales ENAP		Participación Mercado Nacional		Exportaciones ENAP		Variaciones 2009/2008	
	2009 Mm ³	2008 Mm ³	2009 Mm ³	2008 Mm ³	2009 %	2008 %	2009 Mm ³	2008 Mm ³	Consumo Nacional	Ventas Nac. ENAP
GLP	2.129	2.114	1.285	1.167	60,4%	55,2%	58	91	0,7%	10,1%
Gasolina Vehicular	3.475	3.240	3.276	3.143	94,3%	97,0%	633	840	7,2%	4,2%
Kerosene	1.041	1.072	1.034	1.091	99,3%	101,8%		15	-2,9%	-5,2%
Diesel	9.096	10.136	5.940	6.696	65,3%	66,1%	540	595	-10,3%	-11,3%
Fuel Oil	2.269	2.779	2.068	2.599	91,1%	93,5%	83		-18,3%	-20,4%
Productos industriales y otros	662	600	552	600	83,4%	100,1%	76	119	10,4%	-8,0%
TOTAL	18.672	19.941	14.156	15.296	75,8%	76,7%	1.390	1.661	-6,4%	-7,5%

Consumo nacional de combustibles 2009/2008



Productos industriales y otros





Calidad de productos

ENAP garantiza la venta de combustibles en calidad y especificaciones de acuerdo con los mejores estándares internacionales.



Capítulo

4

Gestión Corporativa

Las inversiones ejecutadas por la Empresa en 2009 alcanzaron los US\$ 381,5 millones. De este monto US\$ 172,1 millones fueron ejecutados por la Línea de E&P; y US\$ 209,4 millones por la Línea de Refinación.

Uno de los logros más significativos de 2009 fue la inauguración de la Planta de GNL en Quintero, donde ENAP participa con el 20%, en asociación con BG Group, Endesa Chile y Metrogas.

Inversiones

Las inversiones ejecutadas por la Empresa en 2009 alcanzaron los US\$ 381,5 millones de dólares. De este monto US\$ 172,1 millones fueron ejecutados por la Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P); y US\$ 209,4 millones por la Línea de Negocios de Refinación. En esta última se incluyen los aportes de capital enterados en las distintas sociedades en que participa la Empresa.

Inversiones de E&P en Chile

En Chile la inversión de esta Línea alcanzó a US\$ 42,3 millones, lo que incluye el aporte de capital a las sociedades de geotermia en que participa ENAP. Esto es, Empresa Nacional de Geotermia (ENG) y Geotérmica del Norte (GDN). A su vez, en el extranjero se invirtieron US\$ 129,8 millones, a través de la filial Enap Sipetrol S.A.

Magallanes: En el territorio nacional, las inversiones realizadas por esta Línea de Negocios se concentraron principalmente en Magallanes, en los bloques Dorado-Riquelme, donde se perforaron 21 pozos y se puso en producción el nuevo descubrimiento de Tropilla; Arenal, donde se perforaron 3 pozos; e Intracampes Cullen Lynch; y en el proyecto Gas Metaño de Carbones.

En el bloque Dorado-Riquelme, con fecha 24 de Agosto de 2009 entró en vigencia el CEOP entre ENAP (50%, con el rol de operador) y Methanex (50%), dándose inicio al primer periodo exploratorio de 36 meses.

Inversiones de E&P en el extranjero

Argentina: Las inversiones de E&P en este país se concentraron en los activos Pampa del Castillo y E2. En el primero de ellos, la actividad estuvo centrada en reparaciones, workover y mejoras extractivas,



Durante 2010 se prevé la realización de dos pozos exploratorios, con el fin de determinar de mejor forma el potencial del área y definir el paso a la etapa de desarrollo.

como así también en la mejora de las instalaciones de producción, con el objetivo de continuar con la explotación de reservas del yacimiento.

Respecto de E2, independientemente del resultado obtenido, la exploración llevada a cabo por la Filial constituyó una de las más importantes actividades hidrocarburíferas en la región; lo cual volvió a posicionar a ENAP, como una importante empresa operadora especializada en off-shore, con plena actividad exploratoria.

Egipto: Se continuó con las actividades de exploración y desarrollo del campo East Ras Qattara, las



que permitieron aumentar significativamente la producción y las reservas del bloque, luego de los resultados de la perforación de tres pozos exploratorios y de tres de desarrollo, incluyendo la adición de un nuevo yacimiento descubierto Al Zahara.

En el bloque exploratorio Rommana se dio inicio a la adquisición de sísmica 3-D, mientras que en el bloque costa afuera, Sidi Abd El Rahman, se concluyó el proceso de adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3-D, y se perforó el primer pozo exploratorio de compromiso contractual, con descubrimiento de petróleo pero no en cantidades comercialmente favorables.

Finalmente, en el área manejo de cartera de proyectos, en Egipto se concretó exitosamente la venta y transferencia de la participación de ENAP en el bloque North Bahariya a la nueva compañía operadora Sahara North Bahariya Limited.



Ecuador: En este país ENAP impulsó una serie de iniciativas orientadas a la gestión de costos, a la optimización de la producción y a incrementar el valor de ENAP. Entre ellas destaca el inicio del proyecto eléctrico en PBH, el cual permitirá a partir del 2010 una reducción importante del costo operativo mediante la generación de energía, utilizando el gas sobrante en MDC y reemplazando el uso de diesel como combustible. Además se implementaron nuevas completaciones duales concéntricas en el activo MDC, lo cual permitió mejorar la producción de este campo.



En el ámbito de los nuevos negocios, se iniciaron las gestiones ante Petroproducción y la Dirección Nacional de Hidrocarburos de Ecuador para obtener la autorización para el inicio de un plan piloto en el Campo MDC, que permita evidenciar los beneficios de un proyecto de recuperación mejorada y, por ende, una nueva etapa de inversiones en este campo. Asimismo, en lo que respecta a las oportunidades de crecimiento, y dentro del marco de la Alianza Estratégica existente entre Petroecuador y ENAP, se presentó una propuesta para la exploración y desarrollo del Bloque 40, ubicado en la zona del Golfo de Guayaquil, la cual será negociada en 2010.



Inversiones en Línea de Negocios Refinación

En esta Línea de Negocios, las Refinerías de Aconcagua y Bío Bío, pertenecientes a la filial Enap Refinerías S.A., concentraron la mayor parte de los recursos invertidos, con montos de US\$ 74,6 millones y US\$ 116,8 millones, respectivamente. Las inversiones restantes se destinaron a enterar aportes de capital en sociedades con terceros; actividades de la Refinería Gregorio y Planta de Cabo Negro, en Magallanes; y del Departamento de Almacenamiento y Oleoductos (DAO). Este último dependiente de Enap Refinerías S.A.

Estas inversiones se orientaron principalmente a mejorar la seguridad de las personas y la confiabi-

dad operacional de las instalaciones, adecuando éstas a normativas medioambientales y de seguridad vigentes, así como aumentar la capacidad de almacenamiento y de generación de vapor necesario para los procesos productivos de las refinerías.

En **Refinería Aconcagua**, los proyectos de mayor importancia que se encontraban en desarrollo en 2009 eran los siguientes: Nueva Unidad de Alquilación; Ampliación de Capacidad en Subestación Eléctrica y Mejoramiento Red de Distribución Eléctrica en Alta Tensión en Terminal Quintero; Traslado de la Sala de Control del Área Almacenamiento a Nueva Sala de Control; Ampliación de Capacidad para Producción de Diesel de Bajo Azufre; Análisis de Mejoras en Sistemas de Seguridad en Oleoductos; Instalación de Compresor para Aumento de Confiabilidad Medioambiental al Recuperar Gases con H_2S .

En tanto, el Departamento de Almacenamiento y Oleoducto (DAO) ejecutó inversiones por US\$ 1,4 millón.

En **Refinería Bío Bío** por su parte se estaban desarrollando los siguientes proyectos: Adecuación de la Refinería para el procesamiento de crudos pesados; Construcción Muelle Petrolero en Bahía de San Vicente; Construcción de Unidad de Hidrotratamiento Severo Diesel; Ampliación de la Capacidad de Tratamiento de Gases y de Aguas Ácidas; Mejoramiento en la Distribución de Cargas Eléctricas Críticas en Baja Tensión de la Planta Suministros; Planta de Regasificación de Gas Natural para la Región del Bío Bío; y Mejoramiento de instalaciones del área de manejo de residuos sólidos.

Dentro del conjunto de nuevos proyectos iniciados en el transcurso de 2009 destacan en Refinería Aconcagua los siguientes: Instalación de Compresor para Aumento de Confiabilidad Medioambiental al Recuperar Gases con H_2S ; Segregación de las Regeneradoras de Aminas para MDEA y DEA; Mejoramiento de la Instrumentación en batería Sur de GLP en Terminal Quintero; Mejoramiento Energético del Sistema de Precalentamiento de Aire en el Área de Topping 1; e Instalación de un Compresor para aumento de confiabilidad en Suministro de Hidrógeno.

En **Magallanes**, la Línea de Negocios de Refinación desarrolló inversiones por US\$ 2,0 millones.



191,4
millones de US\$

Fueron invertidos
por ENAP
Refinerías S.A.
en 2009, principalmente
para mejorar la
confiabilidad operacional
de las instalaciones, y
con ello, la seguridad de
las personas.

Proyectos con terceros

Complejo de GNL en Quintero

La sociedad GNL Quintero S.A., donde ENAP participa con el 20% (en asociación con BG Group, Endesa Chile y Metrogas), concluyó la primera fase en la construcción de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (GNL), en la bahía de Quintero, e inició las operaciones de prueba del complejo en el mes de julio, con un primer desembarque de 145.000 metros cúbicos de GNL, proveniente de Trinidad y Tobago. Posteriormente, el 22 de octubre fue inaugurado oficialmente por la Presidenta Michelle Bachelet e inició sus operaciones comerciales, distribuyendo gas natural en las regiones Quinta y Metropolitana.

El complejo de GNL ha demandado una inversión de US\$ 1.066 millones, e incluye un muelle de 1.800 metros de largo; la instalación de brazos de descarga; dos estanques de almacenamiento de GNL, de aproximadamente 160.000 metros cúbicos cada uno; y una estación de vaporización. Esto, aparte de los gasoductos que conectan la planta con las redes de distribución de gas natural en la zona central del país. Alcanzará su plena capacidad una vez concluida la segunda fase de su construcción, durante 2010.

Biocombustibles

ENAP continuó avanzando en 2009 en los estudios para la producción de biocombustibles, a través de la sociedad ForEnergy S.A., donde está asociada con Consorcio Maderero S.A., sociedad que busca viabilizar la producción de biodiesel de Segunda Generación, considerando las ventajas comparativas de nuestro país en el sector forestal.

Por otro lado, en agosto de 2009 se constituyó el Consorcio Tecnológico de Biocombustibles S.A. Biocomsa, sociedad conformada bajo el alero de Innova Corfo. Este consorcio resultó ganador de la "Convocatoria Nacional de Consorcios Tecnológicos Empresariales de Investigación en Biocombustibles, a partir de Material Lignocelulósico", en el cual participaron ENAP, a través de su filial Enap Refinerías S.A., Consorcio Maderero S.A. y la Universidad de Chile.

En esta iniciativa el Estado aportará \$ 1.048 millones, en un período de cinco años, para avanzar en la investigación del biodiesel de segunda generación, que se podría producir a partir de los derivados de biomasa forestal.

Adicionalmente, en octubre de 2009 ENAP postuló, a través de su filial Enap Refinerías S.A., con dos consorcios a la "Convocatoria Nacional de Consorcios Tecnológicos Empresariales de Investigación en Biocombustibles a partir de Micro y Macroalgas". Los consorcios son Albio S.A. (microalgas) y Consorcio BalBiofuels S.A. (macroalgas). Los resultados se darán a conocer durante 2010.



Gestión Ambiental y RSE

En 2009 la gestión de Responsabilidad Social Empresarial de ENAP no estuvo ajena a los cambios estructurales y estratégicos que tuvo que realizar la Empresa, después de un 2008 con resultados negativos. En el nuevo Mapa Estratégico, aprobado por el Directorio en marzo de 2009, los imperativos conceptuales con los cuales se desarrollan las iniciativas de RSE, quedaron definidos en los siguientes objetivos:

- > Ser valorada como una Empresa confiable, comprometida con el desarrollo sustentable.
- > Desarrollar relaciones de largo plazo con comunidades e instituciones locales, velando por el medioambiente y la calidad de vida.

En el plano de la organización interna, un hito importante fue la creación del Comité de Sustentabilidad, teniendo como principales objetivos, los siguientes:

- > Aprobar la Política de Sustentabilidad y asegurar su cumplimiento, coordinando con las unidades de negocios la identificación e implementación de iniciativas de gestión en el ámbito de la sustentabilidad.
- > Homologar políticas y prácticas de las distintas unidades de negocios, en función de la Política Corporativa de Sustentabilidad.
- > Evaluación periódica del Plan de Sustentabilidad y desarrollo las labores de auditoría de gestión de sustentabilidad, incluidas en el Plan de Gestión de RSE, que permitan supervisar su cumplimiento.

En relación con las actividades que se desarrollaron durante el ejercicio 2009 y que muchas de ellas son iniciativas o proyectos de características plurianuales, que vienen ejecutándose de períodos anteriores, podemos destacar:

1) Plan de Promoción para el uso racional de Humedales

Se continuó colaborando con las autoridades locales de la Región de Magallanes y con la comunidad científica, tanto nacional como internacional, con el objetivo de diseñar un plan de manejo del sitio Ramsar "Bahía Lomas". En este contexto se logró la incorporación de este sitio a la Red Hemisférica de Reservas para Aves Playeiras, logrando la denominación de "Sitio de Importancia Hemisférica".

2) Gestión ambiental en empresas contratistas, proveedores y comunidades locales

En Refinería Bío Bío se desarrolló un convenio con la Asociación de Exportadores de Manufacturas (Asexma), para potenciar a los proveedores y contribuir al desarrollo de las Pymes.

3) Apoyo a la educación

El Departamento de Almacenamiento y Oleoducto (DAO) realizó un trabajo sistemático de apoyo al Liceo Politécnico de Linares, a través de ofrecimiento de prácticas profesionales a sus estudiantes en la Planta Linares de almacenamiento de combustibles.

4) Programa de Becas Sociales

Este programa está destinado a las comunidades donde Refinería Aconcagua tiene sus operaciones. En 2009 se extendió a San Fernando e Isla de Pascua, además de Concón, Quintero y Puchuncaví, comunas estas últimas donde se desarrolla esta iniciativa desde 1996. También se amplió a la posibilidad de ofrecer oficios a 230 personas con baja calificación laboral, cesantes y de escasos recursos.

5) RSE en Ecuador

En el marco de la estrategia de RSE en Ecuador, trabajadores de la filial de ENAP en dicho país, Enap Sipetrol Ecuador, participaron en el proyecto regional denominado "Un Techo para mi País"; fundación nacida en Chile bajo el nombre de "Un Techo para Chile".

6) Convenio Medio Ambiental en Bío Bío

Se concretó la formación de un Centro de Educación e Información Ambiental en la población Villa El Triángulo, en la Comuna de Hualpén, con el objetivo de capacitar y proveer información relevante a la comunidad local, sobre los impactos al medio de la actividad industrial de la refinería.

7) Promoción de la Eficiencia Energética en Magallanes

En ENAP Magallanes, se llevó a cabo la entrega de una vivienda diseñada bajo el concepto de "eficiencia energética", iniciativa impulsada por la Empresa en conjunto con el Gobierno Regional y la colaboración de la Unión Comunal de Juntas





En el marco del programa de trabajo de la mesa “Iguala”, se dio inicio en Santiago al ciclo de tres talleres de formación en Equidad de Género, Buenas Prácticas Laborales y Responsabilidad Social Empresarial.

de Vecinos, el Sindicato de Trabajadores y la Universidad de Magallanes. Con una inversión inicial de \$ 2.000.000, se busca incentivar el uso racional y eficiente de la energía en sectores residenciales de Magallanes.

8) Geositios en Magallanes

En conjunto con el Instituto Antártico Chileno y el Servicio Nacional de Turismo, ENAP entregó a la comunidad nacional e internacional el proyecto Circuito Turístico-Científico Geositios en Magallanes. La iniciativa busca difundir entre los turistas y la ciudadanía en general, información geológica acerca de los más relevantes hitos naturales de la Patagonia austral.

9) Participación en Programas de Equidad de Género y Buenas Prácticas Laborales

En el marco del programa de trabajo de la mesa “Iguala”, la Dirección de Recursos Humanos de ENAP Casa Matriz y Enap Sipetrol dio inicio en Santiago al ciclo de tres talleres de formación en Equidad de Género, Buenas Prácticas Laborales y Responsabilidad Social Empresarial. Esta actividad se enmarcó en los convenios sobre “Buenas prácticas laborales con equidad de género”, que ENAP

Santiago y Enap Sipetrol suscribieron en diciembre de 2008, en el marco del Programa “Iguala” que impulsa el Servicio Nacional de la Mujer (Sernam), con el propósito de contribuir a eliminar las prácticas discriminatorias que pueden reproducirse al interior de las empresas.

10) Comité de Seguridad de las Personas

En virtud de los accidentes laborales ocurridos en la filial Enap Refinerías, en 2009, el Directorio de ENAP acordó crear el Comité de Seguridad y Prevención de Riesgos de las Personas, con el objetivo de implementar iniciativas que conduzcan a mejorar, los indicadores de seguridad de los trabajadores



Premios y Distinciones

- > En 2009 la Mutual de Seguridad entregó un reconocimiento al área de Perforaciones de ENAP en Magallanes, por su **“Mejor desempeño preventivo 2008- 2009”**.
- > Por cuarto año consecutivo, la filial Enap Sipetrol Ecuador fue distinguida entre las mejores empresas para trabajar en ese país, según un estudio de la firma **Great Place to Work Institute**.
- > Casa Abierta, de Refinería Aconcagua, fue nominada al premio, **“Mejor Ciudadano Corporativo”**



por la Cámara de Comercio Chileno Norteamericana (Amcham). Su labor fue reconocida como un gran aporte a la cultura y la educación para la comunidad local de Concón.

- > ENAP recibió el **“Premio Iguala 2009”**, en el marco del Programa impulsado por el Servicio Nacional de la Mujer (Sernam), sobre el fomento de Buenas Prácticas Laborales con Equidad de Género en las empresas. En diciembre de 2008, ENAP se había adscrito a este Programa, que entre otras cosas comprende asesorías técnicas permanentes en ámbitos tales como reclutamiento y selección de personal; estabilidad en el empleo para mujeres; superación de la brecha salarial entre géneros; acceso igualitario a la capacitación y al ascenso; y conciliación entre vida laboral y familiar, entre otras materias. Este premio fue entregado durante una ceremonia realizada en el Palacio de la Moneda, encabezada por la ex Presidenta Michelle Bachelet, el 7 de enero de 2010.

Nueva **Política Comercial**



Firma de contrato con Copec.



En enero de 2010
Copec y Shell Chile
suscribieron sus
respectivos contratos
de suministro con
ENAP, en el marco de
la nueva Política
Comercial de la
Empresa.

En diciembre de 2009 ENAP inició la implementación de su nueva Política Comercial.

Esta tiene dos objetivos fundamentales: primero, asegurar la existencia de un mercado de distribución de productos combustibles competitivo, de alta eficiencia; y segundo, asegurar el abastecimiento en todo el territorio chileno.

La nueva política se fundamenta, por una parte, en la aplicación de modificaciones y actualizaciones a los parámetros que determinan el precio de paridad de importación de los distintos combustibles derivados del petróleo, desde un mercado competitivo, con una gran escala de operaciones y precios informados por agencias independientes, como es el caso de la costa estadounidense del Golfo de México (USGC); y, por otra parte, en la existencia de incentivos reales para la programación de requerimientos de productos de las compañías distribuidoras con ENAP, que permitan a esta última hacer más eficiente sus operaciones de refinación y de logística asociada.

La nueva estructura de precios, definida en la actual Política Comercial, intenta reflejar el costo real de importación —o costo de oportunidad de adquisición del producto derivado del petróleo en el mercado internacional— sobre la base de los precios observados; del costo de flete y de los riesgos financieros definidos como volatilidades, tanto en el precio de los productos como en el tipo de cambio, inherentes a esta actividad.

Esta nueva estructura de precios simula la existencia de un mercado competitivo y en equilibrio en Chile, al considerar únicamente los costos variables de refinación observados en las refinерías de la costa estadounidense del Golfo de México, sin incorporar descuentos por volúmenes contratados en el precio de los productos. De esta forma, la nueva estructura de precios define el mercado simulando la existencia de múltiples refinерías de eficiencia promedio y de un mercado de distribución atomizado.

Durante los últimos cinco meses de 2009, ENAP analizó, conjuntamente con las principales compañías distribuidoras en Chile, los conceptos fundamentales que debían ser considerados en la implementación de la nueva Política Comercial. Con fecha 13 de noviembre ENAP comunicó a todos sus clientes la aplicación de ésta, que entraría en vigencia el 1 de diciembre de 2009. Junto con ello se les invitó a proponer modificaciones y recomendaciones al Contrato de Suministro a ser ofrecido para su suscripción, reservándose ENAP el derecho a establecer el modelo contractual final.

El 30 de noviembre de 2009 ENAP suscribió el primer contrato de suministro con la compañía de distribución Terpel. Posteriormente, el 10 de diciembre ENAP suscribió un contrato similar con Petrobras. Luego, durante el mes de diciembre se suscribieron contratos de suministros con las compañías distribuidoras Cabal, Santa Elena, José Luis Capdevila y Hugo Najle.



Firma de contrato con Petrobras.

En enero de 2010 Copec y Shell Chile suscribieron sus respectivos contratos de suministro con ENAP, en los mismos términos y condiciones acordados con los demás clientes.

En los procesos de negociación y de acuerdo con las compañías distribuidoras se enfatizó en la necesidad de eliminar arbitrariedades y discriminaciones en precios y oferta de productos, objetivo que ha quedado cristalizado en la nueva Política Comercial. Ésta posiciona a cada uno de nuestros clientes en condiciones equitativas, velando por un equilibrio de mayor eficiencia y competitividad en la industria de hidrocarburos en Chile.

ENAP estima que como resultado de una adecuada programación de la oferta y la demanda de productos por parte de sus clientes, se logrará optimizar toda la cadena del valor de la industria, desde la compra de los crudos y la importación de productos refinados, hasta la venta al cliente final, pasando por la refinación, el transporte, el almacenamiento y la distribución mayorista, lo que podrá reflejarse en precios inferiores a la alternativa de surtirse desde el mercado internacional, generando así mayores excedentes para el consumidor final.

De este modo, los clientes de ENAP que programan sus compras de productos con el plazo mínimo para una importación eficiente (45 días), acceden a los precios de paridad de importación, mientras que por

los volúmenes comprometidos anualmente reciben descuentos sobre dicha paridad, en la medida que cumplan la programación acordada. Por otra parte, aquellos volúmenes de productos que los clientes demanden con plazo de entrega menor al plazo mínimo para una importación eficiente, están sujetos a disponibilidad de los mismos por parte de ENAP y, en caso de estar disponibles, se venden a precios spot, mayores que los precios paridad de importación, ya que deben considerar costos adicionales a los de una operación de importación eficiente, tales como premios por premura, mayores costos de cobertura del riesgo de precios y otros.

Aprovisionamiento Estratégico

En 2009 el proceso de contrataciones de servicios y de compra de bienes de ENAP pasó a regirse por la Política de Aprovisionamiento, aprobada por el Directorio en agosto. De este modo, la Gerencia de Servicios implementó un proceso de aprovisionamiento estratégico, que permite tecnificar las decisiones de contratación y compras, sobre la base de un estudio sistemático de las condiciones del mercado de proveedores y la optimización de los requerimientos. Con este fin, se creó una unidad de alto nivel, con el fin de desarrollar estrategias de aprovisionamiento para las categorías de mayor impacto. Esta Política tiene como uno de sus principales objetivos producir ahorros por un monto estimado de US\$ 35 millones en el período 2009-2012. Durante el segundo semestre de 2009 ya se habían generado ahorros por US\$ 14 millones.

Como resultado de lo anterior, a partir del último trimestre de 2009 comenzó a aplicarse la trazabilidad total de los contratos en el Sistema SAP. Además, se ha implementado un sistema de Libro de Obra Digital, de última generación, por el cual la comunicación entre la Empresa y sus proveedores se realiza en línea. También se implementó un Sistema Digital de Contratación, que permite agilizar el proceso burocrático de contratación, utilizando una modalidad de firma electrónica.

Síntesis de resultados

200

millones de US\$

Fue la utilidad neta de ENAP en 2009, la que se compara positivamente con la pérdida neta del ejercicio anterior de US\$ 956 millones.



El resultado de ENAP al 31 de diciembre de 2009, después de aplicar la tasa de impuesto del 17% fue de US\$ 242 millones (sumadas las utilidades por operaciones discontinuadas de US\$ 46 millones). Este resultado contrasta de manera positiva con las pérdidas del año anterior que sumaron US\$ 1.071 millones.

Luego de aplicar el impuesto especial del 40% (Decreto Ley N° 2.398), la utilidad neta de ENAP en 2009 fue de US\$ 200 millones, lo que se compara positivamente con la pérdida neta del ejercicio anterior de US\$ 956 millones.

Estado de resultados

Los ingresos ordinarios totales consolidados acumulados tuvieron una disminución de 42%, pasando de US\$ 12.183 millones en 2008 a US\$ 7.098 millones en 2009. Esta disminución se explica fundamentalmente por la fuerte baja en el precio de venta promedio anual, que cayó de US\$ 112,1 por barril a US\$ 69,4 por barril, lo cual representa una disminución de 38,1%. También se explica por la disminución en 8,3% en el volumen total de ventas, tanto al mercado nacional como al internacional, que pasa de 16.957.000 m³ en 2008, a 15.546.000 m³ en 2009, principalmente como resultado de una menor demanda por diesel y fuel oil.

Los costos de explotación disminuyeron en 47%, desde US\$ 12.927 millones a US\$ 6.819 millones, debido principalmente al menor precio promedio en el año del crudo, el cual cayó en 38%, desde un promedio de US\$ 100 por barril en 2008, a un promedio de US\$ 62 por barril en el año siguiente.

El margen bruto aumentó desde una pérdida de US\$ 744 millones en 2008, a una utilidad de US\$ 278 millones en 2009. Existe un efecto positivo en la relativa estabilidad, tanto en el precio del crudo como en el precio de los productos refinados, respecto a las pérdidas potenciales en inventarios.

El margen de venta de productos refinados de ENAP aumentó desde un promedio de US\$ 5 por barril en 2008, a US\$ 13 por barril en 2009.

Los gastos de administración a nivel consolidado mostraron una disminución de 9,3%, al pasar de US\$ 107 millones en 2008, a US\$ 97 millones en 2009, como consecuencia de los esfuerzos de la administración en reducir los costos.

4,6%

Representa el aumento
de los activos totales a
diciembre de 2009,
alcanzando los
US\$ 5.560 millones.

Por su parte, los gastos financieros tuvieron una reducción de 14,4%, al pasar de US\$ 201 millones, acumulados al 31 de diciembre de 2008, a US\$ 172 millones en 2009. Esta reducción se explica por las menores tasas de interés, debido a la menor tasa base (Libor) y a los menores spreads de la deuda refinanciada. Lo anterior fue compensado por el aumento en el total de deuda que genera intereses, la cual se elevó desde US\$ 3.637 millones, en diciembre de 2008, a US\$ 4.015 millones al cierre del ejercicio 2009, luego del aumento en las necesidades del capital de trabajo como consecuencia del alza en el precio del crudo en 72%.

En 2009 se contabilizó una utilidad por diferencia de cambio de US\$ 52 millones, la cual se compara con una pérdida de US\$ 129 millones durante 2008.

Activos

Los activos totales a diciembre de 2009 alcanzaron los US\$ 5.560 millones lo que representa un aumento de 4,6% respecto al año anterior.

Las partidas que principalmente explican la variación en el total de activos son: mayores inventarios en 25% en 2009 respecto del año anterior. Esto es reflejo de la caída en el precio promedio del crudo en 38%, contrarrestado parcialmente por una reducción en el volumen físico a fin de año (1,3%). Asimismo, los activos fijos tuvieron un cambio positivo de 5%, lo que equivale a un aumento en US\$ 134 millones -alcanzado en diciembre de 2009- como resultado de adiciones efectuadas durante el año. Por otro lado, los ítems efectivo y efectivo equivalente registraron una disminución de US\$ 74 millones, como resultado de una mejora en el manejo de capital de trabajo.

Pasivos

Al 31 de diciembre de 2009 los pasivos alcanzaron los US\$ 5.098 millones, permaneciendo casi sin variación respecto a 2008, cuando alcanzaron los US\$ 5.100 millones.

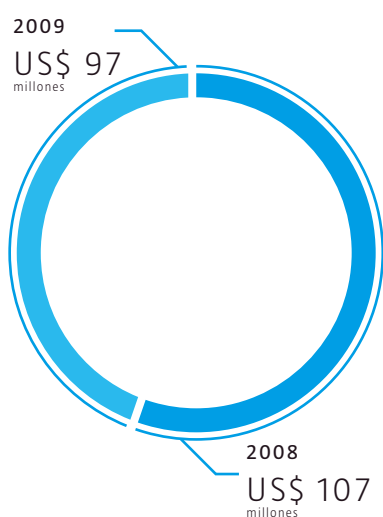
Patrimonio

Al 31 de diciembre de 2009 el patrimonio alcanzó a US\$ 444 millones, cifra que representa un aumento de 125,7% respecto al año anterior, ya que a diciembre de 2008 eran de US\$ 197 millones. Este aumento se debió principalmente a la utilidad final del ejercicio 2009, que alcanzó a US\$200 millones.

9,3%

Fue la disminución
de los gastos de
administración a nivel
consolidado, al pasar de
US\$ 107 millones en
2008, a US\$ 97 millones
en 2009, como
consecuencia para
reducir los costos.

Disminución Gastos Administración



Factores de riesgo de mercado

Abastecimiento de petróleo crudo



El abastecimiento
de petróleo crudo
de ENAP se obtuvo
mayoritariamente
en Sudamérica y
en el Mar del
Norte, siendo los
principales provee-
dores Brasil,
Colombia, Ecuador,
Argentina y
Reino Unido.

E NAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos y, más adelante en la cadena productiva, en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo. De estas actividades, una parte substancial de las operaciones de la compañía corresponde a la refinación y comercialización de sus productos en Chile, liderando el abastecimiento del mercado nacional con una participación de mercado que históricamente ha fluctuado en torno al 80%. Asimismo, desde hace algunos años la empresa ha expandido sus actividades a la exportación de estos productos, principalmente a países de América Latina.

ENAP accede al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y el cumplimiento de sus compromisos comerciales. El abastecimiento de petróleo crudo de ENAP se obtiene mayoritariamente de Sudamérica y el Mar del Norte, siendo los principales proveedores Brasil, Colombia, Ecuador, Argentina y el Reino Unido.

Las refinerías de ENAP cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima. En cuanto al origen de las importaciones de productos refinados, durante el último año éstos provinieron principalmente del mercado estadounidense de la costa del Golfo de México, de Canadá y de Corea.

Los riesgos relevantes para el negocio están esencialmente en el margen de refinación y en las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos, para lo cual se efectúan coberturas del tipo Zero Cost Collar y Three Way Zero Cost Collar, con el fin de mitigar el riesgo de variación del valor del petróleo crudo importado entre las fechas de embarque de éste y la fecha estimada de fijación de precio de venta de los productos refinados.

Dada la alta volatilidad del precio del crudo, la Administración ha continuado con la política de contratación de coberturas que permitan minimizar el impacto de eventuales bajas repentinas y significativas en el precio del crudo, considerando el ciclo del negocio de refinación, por el desfase entre los precios de venta de los productos y el costo del crudo refinado.

80%

Es la participación promedio
de ENAP en el
mercado de
combustibles
nacional, en los
últimos años.

Origen de las Importaciones



Las importaciones
de ENAP de
productos refinados,
provinieron
principalmente
del mercado
estadounidense de
la costa del Golfo de
México, Canadá
y Corea.

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

En términos de riesgo de tasa de interés, la empresa mantiene una mezcla de deuda financiera a tasa fija (principalmente bonos de largo plazo) y tasa variable (principalmente créditos bilaterales, créditos sindicados, préstamos bancarios de corto plazo y forfaiting).

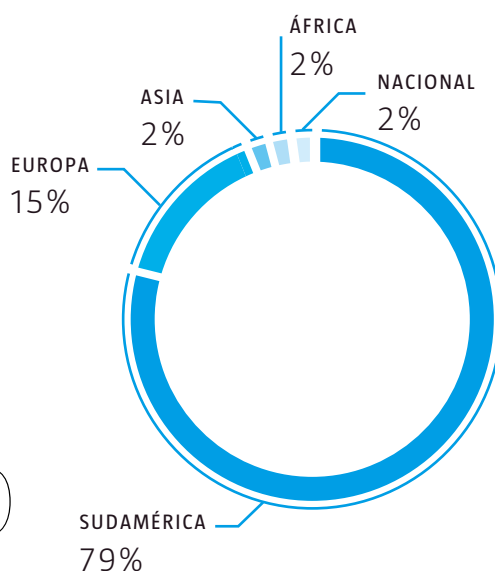
Para mitigar este riesgo ENAP ha ejecutado diversos contratos de derivados de tasa de interés, llevando las obligaciones de largo plazo de tasa variable, principalmente Libor más un margen, a tasa fija. Del total de deuda financiera vigente al 31 de diciembre de 2009, considerando los instrumentos de cobertura vigentes a dicha fecha, el 15% corresponde a deuda con tasa variable no cubierta. Este porcentaje representa un importante descenso respecto del nivel registrado al 31 de marzo de 2009 (34%), debiéndose el cambio fundamentalmente a la colocación de un bono a tasa fija por US\$ 300 millones en el mercado norteamericano durante junio; y a la contratación, en el mismo mes, de US\$ 300 millones en préstamos bancarios a mediano plazo, respecto de los cuales se contrataron swaps de tasa de interés, habiendo sido utilizadas ambas fuentes de fondos para el refinanciamiento de deuda financiera de corto plazo, a tasa variable.

Asimismo, ENAP mantiene una posición en instrumentos derivados del tipo cross currency swap, correspondiente a las emisiones de bonos en el mercado nacional realizadas en octubre de 2002 y enero de 2009, para llevar su denominación de UF a dólares de los Estados Unidos y con el fin de mitigar el riesgo a exposición a tipo de cambio. De igual manera en julio de 2005 se contrató un cross currency swap para llevar de UF a dólar el total de los flujos originados por un leasing hipotecario de las oficinas corporativas a un plazo de 13 años, con vencimiento en 2018.



Proveedores y clientes

Proveedores de crudo en las refinerías ENAP



75,8%

Fue el abastecimiento
de ENAP al mercado
nacional de
combustibles en 2009,
lo que equivale a 12,7
millones metros
cúbicos.

Contrato con proveedores

En 2009 las refinerías ENAP cubrieron sus requerimientos de petróleo en su mayor parte con importaciones provenientes de Sudamérica (79%), Europa (15%) y Asia y África (2% cada uno), dependiendo de las condiciones de precio y de calidad del crudo. Sólo el 2,0% de estos requerimientos fueron cubiertos por los yacimientos nacionales que se ubican en Magallanes. Las compras de crudo se realizaron principalmente a partir de contratos con compañías internacionales y a través de compras en el mercado spot.

Los principales proveedores de crudo y de producto fueron Petrobras, Petroecuador, Sonangol, BP, Chevron, Conoco, Shell, Exxon, Mercuria, Glencore, Castor, Vitol, Sumitomo, Occidental, Lukoil y Trafigura.

Contrato con clientes

Los combustibles que produce ENAP y las partidas que importa para satisfacer la demanda nacional son vendidas a las compañías distribuidoras que operan en el país, a través de contratos y acuerdos comerciales suscritos con éstas.

En 2009 ENAP abasteció el 75,8% del mercado nacional de combustibles, lo que equivale a 14,2 millones metros cúbicos. Las ventas en el mercado interno las hizo ENAP a través de sus clientes, las compañías distribuidoras mayoristas: Copec, Petrobras, Shell y Terpel, entre otras.

Junto con lo anterior, en 2009 la filial Enap Refinerías S.A. continuó vendiendo parte de su producción en los mercados regionales, particularmente de Perú y Ecuador y Centroamérica, con exportaciones por 1.390.064 metros cúbicos, cifra que representa un baja de 16%, respecto a lo exportado en 2008.

Dentro de los principales clientes externos se encuentran la coligada Primax, que distribuye combustibles en Perú y Ecuador, y las compañías Exxon, Shell, Chevron, Trafigura y Ecopetrol.

Seguros

ENAP y sus filiales, Enap Refinerías S.A. y Enap Sipe-trol S.A., mantienen contratos de seguros para dar cobertura a sus instalaciones, edificios, maquinarias, existencias, perjuicios por paralización y otros bienes físicos.

Entre las principales pólizas de seguros de ENAP y filiales vigentes en 2009 se cuentan: pólizas de Incendio, Responsabilidad Civil y Transporte, con las

compañías La Interamericana Compañía de Seguros Generales S.A. y Compañía de Seguros Generales Penta Security S.A.; seguros de servicios menores (incendio en planes habitacionales y accidentes personales), con las compañías BCI Seguros Generales S.A. y RSA Seguros Chile S.A.; seguros de Vida y Salud catastróficos para ejecutivos y trabajadores con BICE Vida Compañía de Seguros S.A.; y para fletamento de naves, con el asegurador Gard.



Propiedades y Equipos

Con el fin de cumplir con sus objetivos productivos, ENAP cuenta con propiedades, propias o arrendadas, y equipos industriales, tanto en Chile como en el exterior. Estos son:

Santiago

Pisos 7 al 14 del edificio Torre Vitacura, ubicado en Avenida Vitacura 2736, Las Condes. Estos pisos están sujetos a un contrato de leasing, suscrito en 1999, y se alojan en ellos la Casa Matriz, con la Gerencia General, gerencias corporativas y de sus Líneas de Negocios, y la Casa Matriz de la filial Enap Sipetrol S.A.

Asimismo, diversas áreas de la compañía ocupan los pisos 4 y 5 del edificio Malasia, ubicado en calle Tajarimar 183, Las Condes. Este también está sujeto a un contrato de leasing, vigente desde 2000, hasta diciembre de 2009. Aquí también tiene su sede central la coligada Empresa Nacional de Geotermia S.A. (ENG).

Predios en Concón

ENAP es dueña de varios predios alrededor de Refinería Aconcagua y su objetivo es dar seguridad a las operaciones de ésta.

Además, cuenta con las siguientes instalaciones para realizar su actividad industrial:

Magallanes

En Magallanes ENAP posee campamentos de producción e instalaciones de servicios en las localidades de Cerro Sombrero y Cullen, en isla Tierra del Fuego; y en Posesión, Gregorio, Cabo Negro-Laredo y comuna de Punta Arenas, en el continente. Asimismo, tiene concesiones para la exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas natural en esta Región, las cuales se encuentran distribuidas geográficamente en tres áreas: isla Tierra del Fuego, continente y aguas del Estrecho de Magallanes.

La empresa cuenta con una extensa red de oleoductos, gasoductos y poliductos en la Región de Magallanes (aproximadamente 4.000 kilómetros), con sus respectivas servidumbres. Estos ductos transportan crudo y gas natural desde las áreas de producción hasta las plantas de procesamiento de gas, la Refinería Gregorio, terminales y centros de almacenamiento y distribución, tanto en isla Tierra del Fuego como en el continente.

Sus instalaciones industriales abarcan también plantas de procesamiento de gas en Cullen y Posesión, una planta de fraccionamiento en Cabo Negro y la Refinería y Terminal Gregorio; un Complejo Portuario y astillero en el Parque Industrial de Cabo Negro y Laredo; y dos edificios administrativos en la ciudad de Punta Arenas.

Filial Enap Sipetrol S.A.*

La filial internacional de ENAP, Enap Sipetrol S.A., cuenta con los siguientes activos:

Argentina:

Participación en los bloques del Área Magallanes (50%), CAM 2 A Sur (50%); Pampa del Castillo (100%); y Campamento Central (50%). A su vez, participa en faenas de exploración en territorio argentino, en el bloque E2 (33,3%), ex CAM 1 y CAM 3.

Ecuador:

Enap Sipetrol S.A. tiene contratos con Petroproducción y contratos de servicios específicos para el desarrollo y producción de petróleo crudo en los campos Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Bígono y Huachito (PBH), de la Región Amazónica Ecuatoriana, cuya operación está a cargo de la Sucursal Enap Sipetrol Ecuador, que controla el 100% de estos activos.



Egipto:

La Sucursal Egipto de Enap Sipetrol S.A. participa en actividades de exploración y producción en el bloque East Ras Qattara, donde participa con el 50,5%. También participa en actividades de exploración en los bloques Rommana (40%) y Sidi Abd El Rahman (30%).

* Está en proceso, el retiro desde el Bloque Mehr, en Irán.



4.000
kilómetros

de longitud tiene
la red de oleoductos,
gasoductos y poliductos
con la que cuenta la
Empresa en la Región de
Magallanes.

En las mencionadas actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el exterior Enap Sipetrol S.A. cuenta con equipos y maquinarias propias de la industria.

Filial Enap Refinerías S.A.

La filial de ENAP cuenta en sus dos Refinerías, Aconcagua y Bío Bío, con instalaciones industriales para la refinación de petróleo crudo, procesamiento de productos intermedios, mejoramiento de la calidad de los productos, plantas de tratamientos, terminales marítimos para la recepción de petróleo crudo y entrega de productos y otras instalaciones industriales. Además, cuenta con estanques e instalaciones para el almacenamiento y entrega de productos ubicados en la zona central del país.

Refinería Aconcagua

En esta Refinería, las principales plantas de procesamiento de crudos y cargas complementarias son: Topping y Vacío I, Topping y Vacío II, Visbreaking, Cracking Catalítico, Reformación Continua, Hidrocracking, Hidrodesulfurización de Gasolina, Hidrodesulfurización de Diesel, Isomerización, Alquilación, Planta de DIPE (copropiedad con Éteres y Alcoholes S.A.), Planta de Azufre (copropiedad con Petrosul S.A.) y Complejo de Coquización Retardada (copropiedad con Energía Concón S.A.).

Además, existen plantas de tratamiento de ácido sulfúrico, azufre y otros; sistema cerrado de agua de refrigeración; oleoducto de la Refinería al terminal marítimo de Quintero; instalaciones de cañerías internas de zonas de estanques a plantas procesadoras y de estas plantas a estanques de productos intermedios y finales; zona de bombas para enviar productos desde la Refinería; zona de bomba y terminales marítimas, incluyendo una de tipo monoboya en Quintero; Laboratorio Químico; Cuartel para el Cuerpo de Bomberos para turnos de 24 horas; carros bombas, equipos y elementos para combatir incendios; talleres especializados de mantenimiento y reparación de todas las plantas; equipos eléctricos de emergencia a base de combustible diesel y gas; sistema de interconexión de gas natural para ser utilizado como combustible en calderas y generar vapor e instalaciones para los contratistas.

La empresa también posee las siguientes propiedades inmuebles en Concón: predio en Avenida Bor-

goño 25777, destinado a la industria, Lote C-9 Campo Deportivo; Lotes S-Sonacol, industria; Lote E7/B6, sitio eriazó; Dos Norte, Lote R-1, industria; Vía 2 a 5, Lote E7/B1, sitio eriazó; Calle 2 Norte, Lote R-3, industria; Tierra del Fuego esquina Magallanes, salud; Lote 16 PC14 A1, Mantagua, sitio eriazó; Vía 2 a 5, Lote R-5, sitio eriazó; Camino Particular ERS Aconcagua, Lote R-4, sitio eriazó; Lote R-6-1, sitio eriazó; Lote R-6-2, sitio eriazó; Lote R-7, sitio eriazó, Dos Norte 1015, Lote H-4, sitio eriazó; Barros Borgoño 25175, Rotonda Concón, Lote 1, oficinas; Parcela 1 Lote 1 camino interior, Fundo Colmito, Parcela 1 Pozo 23, sitio eriazó; Parcela 1 Lote 2 Camino interior, Fundo Colmito, Parcela 1 Pozo 25, sitio eriazó. Además, posee el estacionamiento 152, en calle Blanco 625 Valparaíso; y otros dos en Avenida Manantiales LT 3B, y ST 420.

En la Comuna de Quintero las propiedades son: Camino Quintero 5245, Avda. Tres Marías Lote 117 (sitio eriazó); Camino Quintero 5245, Avda. Tres Marías Lote 172 (sitio eriazó); y Vía 56 Costanera Turística Quintero (sitio eriazó).

Refinería Bío Bío

En Refinería Bío Bío las principales plantas de procesamiento de crudos y cargas complementarias son: Topping y Vacío I, Topping y Vacío II, Visbreaking, Cracking Catalítico, Reformación Catalítica Continua, Etileno, Hidrotratamiento de Diesel 1, Hidrotratamiento de Diesel 2, Desulfurizadora de Gasolina de Cracking (HDG), Hidrocracking, Saturación de Benceno, Isomerización, Separadora y Purificadora de Propileno, Planta de Hidrógeno CHT (propiedad de BOC Chile S.A.), Coquización Retarda (Coker) e Hidrotratamiento de Diesel (HDT) propiedad de Petropower Energía Limitada, Planta de Hidrógeno de Bío Bío, copropiedad con Sigdo Kopper S.A; Planta de Hidrocracking Suave de gas oil (MHC), copropiedad con Técnicas Reunidas y Ferrostaal.

También existen plantas de tratamiento de Merox de Kerosene, Gasolina y Gas Licuado, Planta de Sulfhidrato de Sodio, Recuperadora de Azufre, Tratamiento de Gases, Tratamiento de Aguas Ácidas, Tratamiento de Aguas Aceitosas, Suministros de agua de refrigeración, vapor y energía eléctrica, estanques para almacenamiento de petróleo crudo, productos intermedios y finales.



Otras instalaciones industriales son los oleoductos para transportar productos terminados desde la Refinería hasta la ciudad de San Fernando que se conecta con el oleoducto de Sonacol (San Fernando -Maipú) y estaciones de bombeo en Refinería Bío Bío, Chillán y Molina; oleoductos desde la Refinería al Terminal Marítimo de San Vicente para el transporte de petróleo crudo y productos terminados; cañerías internas desde las zonas de estanques a las plantas procesadoras y de estas plantas a estanques de productos intermedios y finales; gasoducto para la recepción y entrega de gas licuado; motobombas para enviar productos desde la Refinería a San Fernando y San Vicente; motobombas en San Vicente para embarques de productos por vía marítima y recepción de crudos importados por la misma vía marítima; laboratorio químico; instalaciones y cuartel para la Brigada de Respuesta a Emergencias que opera con trabajadores voluntarios de planta; talleres especializados para atender el mantenimiento y reparaciones de todas las plantas; equipos eléctricos de emergencia que funcionan con diesel y gas natural y sistema de interconexión de gas natural para ser utilizado como combustible en calderas y hornos (generación de vapor).

En la Octava Región Enap Refinerías S.A. cuenta con las siguientes propiedades: Terreno de Refinería Bío Bío, predio ubicado en Camino a Lenga 2001, comuna de Hualpén, destinado a la industria; Terminal de San Vicente: inmueble y Lote A-1 Talcahuano; Terreno Bocatoma Bío Bío, ubicado en la comuna de Hualpén; Cerro Las Pulgas destinado a área de estanques, también ubicado en Hualpén; Resto

Lote C y Lote A1, ambos terrenos vecinos a la Refinería; Hijuela Rucalhue, comuna San Pedro de la Paz (sitio eriazo) y terreno en el Cementerio General de Talcahuano, usado en instalaciones para protección catódica del oleoducto

Departamento de Almacenamiento y Oleoductos

La filial Enap Refinerías S.A. cuenta con instalaciones logísticas y plantas de almacenamiento de combustibles en las comunas de Maipú, San Fernando y Linares, y son administradas por el Departamento de Almacenamiento y Oleoductos (DAO). En estas instalaciones existen estanques para el almacenamiento de combustibles líquidos (petróleo diesel, gasolina y kerosene) y gas licuado de petróleo (GLP); líneas de interconexión con estanques de terceros y/o con oleoductos, plantas de envasado de gas licuado, islas de carguío a camiones y, en general, con todos los equipos y sistemas que permiten desarrollar en óptimas condiciones sus objetivos.

La capacidad instalada nominal de almacenamiento de las plantas del DAO en Maipú, San Fernando y Linares alcanza a 270.050 metros cúbicos; y la capacidad utilizada es de 256.300 metros cúbicos.

Además, esta filial posee las siguientes propiedades inmuebles industriales en Maipú: Av. 3 Poniente N° 800 (Camino a Melipilla altura 15.500); San Fernando: Camino a Puente Negro S/N; y Linares, ex Fundo San Gabriel de Longaví. Además posee una Estación de Bombeo en Molina y una Estación de Bombeo en Chillán (Lote 7, Ruta 5, Km. 412).

Utilidad distribuible

El Fisco de Chile, a través del Ministerio de Hacienda, puede ordenar el traspaso a rentas generales de la Nación de anticipos y/o utilidades generadas por ENAP, de acuerdo con lo establecido en el artículo 29 del Decreto Ley 1.263, de 1975.

Mediante el Oficio 64, del 23 de enero de 2009, del Ministerio de Hacienda, se aprobó la suspensión transitoria, para 2009, de la política de traspaso de

utilidades de ENAP al Fisco (debido a las pérdidas incurridas en el año 2008), establecida mediante Oficio 25 del Ministerio de Hacienda (del 11 de agosto de 2005), a través del cual se estableció que ENAP debe traspasar un mínimo de recursos al Fisco, ya sea como impuesto a la renta (40%) y/o como anticipo de utilidades, correspondiente al 14% de rentabilidad sobre el patrimonio, con utilidades retenidas de periodos anteriores.

Política de Dividendos

A través del Oficio 25, del 11 de agosto de 2005, el Ministerio de Hacienda estableció una política de capitalización de utilidades netas para los próximos cinco años, a partir del ejercicio contable 2006, que se rige por la regla que se resume a continuación:

ENAP debe traspasar al Fisco un monto mínimo de recursos, ya sea como Impuesto a la Renta —por aplicación del DL 2.398—, y/o como anticipo de utilidades, de acuerdo con el siguiente mecanismo:

- > Si la utilidad¹ es inferior al 14% de rentabilidad sobre el patrimonio²: 100%
- > Si la utilidad¹ es superior al 14% de rentabilidad sobre patrimonio²:
 Por el monto que no exceda el 14%: 100%
 Por el monto que exceda el 14%: 50%

Sin embargo, con fecha 23 de enero de 2009, el Ministerio de Hacienda, a través de Oficio 64, suspendió transitoriamente la política de traspaso de utilidades de ENAP al Fisco, establecida en el mencionado Oficio 25, dejando sin efecto el traspaso de utilidades a todo evento, para completar el 14% de rentabilidad sobre el patrimonio con utilidades retenidas de periodos anteriores. Esta suspensión de la política de dividendos vigentes, se estableció con el fin de disminuir los requerimientos de financiamiento para 2009 y entregar una señal de apoyo hacia el sistema financiero nacional e internacional y a las clasificadoras de riesgo.

Adicionalmente, el citado Oficio 25 autorizó suspender temporalmente la política de traspaso del 100% de los dividendos anuales de las filiales a ENAP, para el ejercicio 2009.

Dividendos pagados al fisco

	Utilidad definitiva del ejercicio anterior	Anticipo de utilidades del ejercicio	Total de traspasos
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
2009	0,0	0,0	0,0
2008	38,3 (*)	0,0	38,3
2007	0,0	0,0	0,0
2006	56,4	0,00	56,4
2005	0,00	0,00	0,00
2004	1,97	95,33	97,30
2003	14,36	146,14	160,50
2002	2,34	70,02	72,35
2001	0,62	59,79	60,41
2000	18,28	62,32	80,60

(*) Con cargo a utilidades de años anteriores y efectuadas mediante el mecanismo de compensación que autorizó el Decreto 148, de fecha 31 de enero de 2008.

¹ Corresponde a la utilidad calculada después del derecho de explotación, de impuestos en el exterior y del Impuesto a la Renta de 17%; y antes del impuesto a la renta del 40%, establecido en el DL N°2.398, según los Estados Financieros Consolidados y auditados de ENAP, en dólares de los Estados Unidos, al 31 de diciembre de cada año.

² Corresponde al patrimonio total, según los Estados Financieros Consolidados y auditados de ENAP, en dólares de los Estados Unidos, al 31 de diciembre de cada año.



En diciembre de 2009 ENAP dio otro importante paso

en la campaña de incremento de reservas y de producción en Magallanes.

El resultado inmediato de esta acción fue la entrega de un millón de metros cúbicos diarios de gas a Methanex, lo que permitió a esta empresa poner en marcha un segundo tren de producción de metanol.



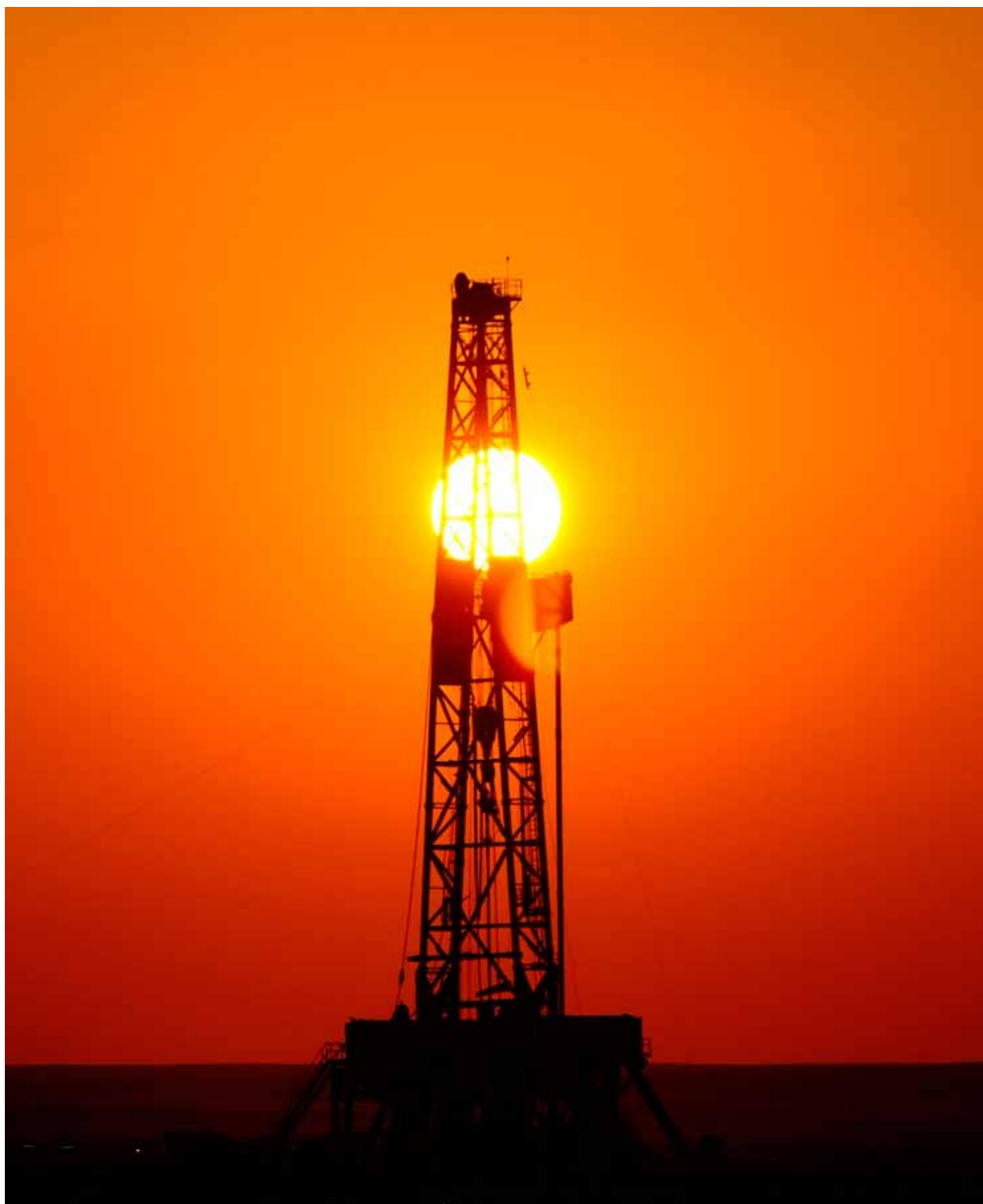
Capítulo

5

Líneas de Negocios

En Chile la Línea de Negocios de E&P continuó avanzando en iniciativas que contribuyeron a un mayor aporte de gas de los pozos Palenque Norte y Tropilla, ubicados en el bloque Dorado-Riquelme, en Magallanes.

El año 2009 marca el punto de recuperación de los resultados la Línea de Negocios de Refinación de ENAP, luego de haber enfrentado en el ejercicio pasado múltiples complejidades, tanto en el mercado internacional como en el nacional, en este caso debido a la demanda termoeléctrica.



Línea de Negocios de Exploración y Producción

Síntesis de la gestión

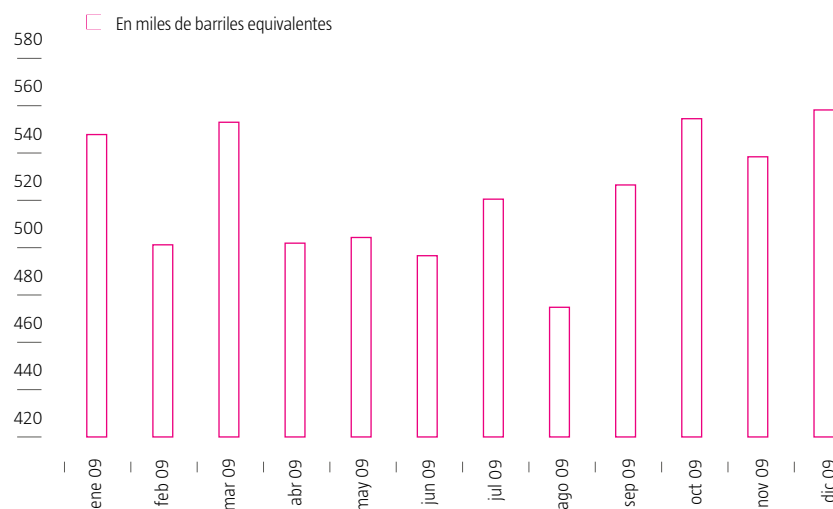
Durante 2009, la Línea de Exploración y Producción (E&P) de ENAP, produjo 18,7 millones de barriles de petróleo equivalentes (MMboe) de hidrocarburos, cifra inferior en 6 % a la del año 2008. Las producciones de Ecuador y Argentina se ubicaron por debajo de lo previsto, mientras que las de Egipto y de Magallanes, superaron lo programado.

Esta disminución se explica por la declinación natural de los yacimientos y por algunas dificultades opera-

tivas en Ecuador. Esto fue contrarrestado por una mayor producción en Argentina y Egipto, que obtuvo muy buenos pozos productores de petróleo, por sobre lo normal en su campaña de perforación, y por los yacimientos de gas natural en Magallanes (Chile), que elevaron la producción en un millón de metros cúbicos/día, permitiendo la partida del segundo tren de la planta productora de metanol de Methanex.

En Chile la Línea de Negocios de E&P continuó avanzando en iniciativas que contribuyeron a un mayor

Producción de petróleo de Enap Sipetrol en 2009



Producción de petróleo y gas de ENAP 2009 y 2008

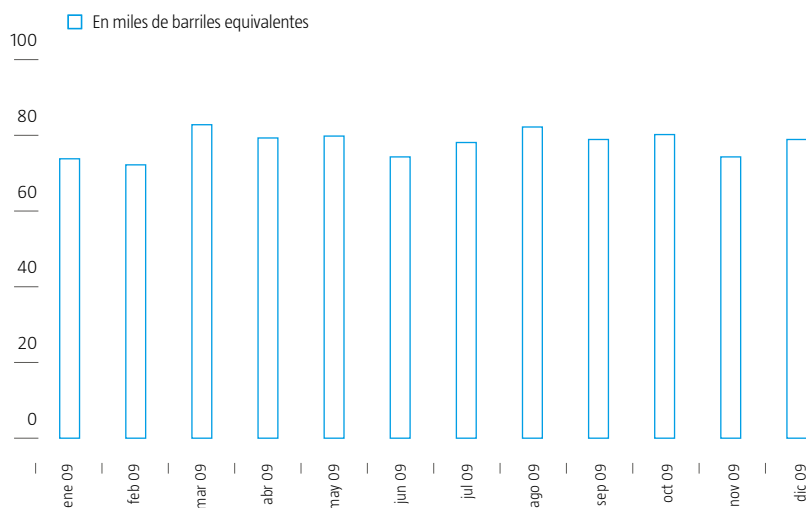
País	2008			2009			Variación 2008/2009		
	Petróleo M BBLS (1)	Gas en MBOE (2)	Total MBOE	Petróleo M BBLS (1)	Gas en MBOE (2)	Total MBOE	Petróleo	Gas	en MBOE
Argentina	4.136,7	1.857,4	5.994,1	4.011,3	2.194,3	6.205,6	-3,0%	18,1%	3,5%
Ecuador	1.638,4		1.638,4	1.441,8		1.441,8	-12,0%		-12,0%
Egipto (*)	546,8		546,8	824,7		824,7	50,8%		50,8%
E&P Internacional	6.321,8	1.857,4	8.179,2	6.277,9	2.194,3	8.472,2	-0,7%	18,1%	3,6%
Magallanes	965,4	10.758,0	11.723,3	934,8	10.758,0	10.245,5	-3,2%	-13,5%	-12,6%
E&P Nacional	965,4	10.758,0	11.723,3	934,8	10.758,0	10.245,5	-3,2%	-13,5%	-12,6%
TOTAL E&P	7.287,2	12.615,4	19.902,5	7.212,6	11.505,0	18.717,7	-1,0%	-8,8%	-6,0%

(*) Se incluye venta de NB, por este concepto se considera en Marzo una producción de 70 Mbbls.

(1) Miles de barriles

(2) Miles de barriles equivalentes

Producción de petróleo de ENAP en Magallanes en 2009



aporte de gas de los pozos Palenque Norte y Tropilla, ubicados en el bloque Dorado-Riquelme. También, se mejoró la producción de hidrocarburos líquidos, con la implementación de bombeo mecánico en el pozo Victoria Sur, en Isla Tierra del Fuego; y con la puesta esporádica en producción de pozos en Daniel Este, en el Continente; y Anguila, Catalina Norte, Daniel, Dungeness y Skua, en Costa Afuera. A su vez, el uso de minicompresores en el yacimiento Posesión, contribuyó a una mejor recuperación de condensados.

En mayo de 2009 ENAP firmó un nuevo Contrato Especial de Operación Petrolera (CEOP), esta vez con Methanex, para hacer nuevas exploraciones en el bloque Dorado Riquelme.

Por otra parte, se sostuvieron conversaciones técnicas con la firma Origin Energy, para determinar el potencial exploratorio del proyecto de gas metano de carbones en Magallanes y, paralelamente, la consultora ARI contactó 17 empresas con la finalidad de capturar su interés en el proyecto. Por otro lado, se firmaron acuerdos de confidencialidad con algunas petroleras interesadas en las áreas de Marazzi-Río Hondo, Bahía Inútil y Flamenco San Martín, en isla Tierra del Fuego.

Durante el año continuaron las actividades exploratorias en la Región de Magallanes, bajo la modalidad de CEOP, donde ENAP participa con otras compañías extranjeras con un 50%: Bloque Coirón, operado por Pan American Energy; Caupolicán, operado por Greymouth; y Lengua, a cargo de Apache.

Durante el primer trimestre del año se recibieron los resultados del Grupo de Estudio formado con Winter-shall, sobre la viabilidad del proyecto Lago Mercedes. Las conclusiones y recomendaciones del mismo, invitan a explotar este yacimiento ubicado en Isla Tierra del Fuego, cuando se den las condiciones sinérgicas de operaciones conjuntas con otras compañías que produzcan hidrocarburos en el sector, dado los altos montos de las inversiones que se requieren para el transporte del gas, lo que obliga a la construcción de un gasoducto.

Durante 2009 se implementó la Política de Confianza Operacional, en todos los centros productivos de la Línea de E&P. El objetivo fundamental es la detección y mitigación de las amenazas activas, así como mejorar las prácticas operacionales, en lo general, y de las aplicaciones de ingeniería, producción y mantenimiento, en lo particular. Este proceso tuvo resultados positivos, al no materializarse ningún evento perjudicial para la continuidad de las actividades productivas.

Mediante la suscripción de un Acuerdo con US-EPA (US- Environmental Protection Agency), se realizó un estudio con mediciones de campo en Plantas Posesión y Cullen, en Magallanes, para la determinación de emisiones de metano en dichas instalaciones. El reporte plantea alternativas de mitigación de pérdidas de dicho gas de efecto invernadero y el análisis costo-beneficio para la propuesta de proyectos rentables. Lo propio se hizo en una unidad piloto en la filial Enap Sipetrol Argentina, en Pampa del Castillo.

Producción de petróleo

Luego de aplicar los descuentos correspondientes a los contratos en Ecuador y Egipto, el volumen de petróleo producido por ENAP en el exterior fue de 6,28 millones de barriles, cifra que representa una leve disminución, de 0,7%, respecto del año anterior. Esta baja se justifica, en parte, por la baja producción en Ecuador, debido a la declinación natural de los yacimientos y a los problemas con la reparación y redesiación del pozo MDC-4. Esta disminución se vio compensada por una mayor productividad de los pozos en el Área Magallanes, en Argentina, y por la puesta en producción de los pozos Al-Zahraa-1 y 2, en el Bloque East Ras Qattara de Egipto, los cuales aportaron un caudal inicial de 2.640 y 1.090 barriles/día, respectivamente.

373

millones de metros cúbicos

Fue la producción
de gas natural
de ENAP en el
extranjero en
2009, con un
incremento de
18,1% respecto de
2008.

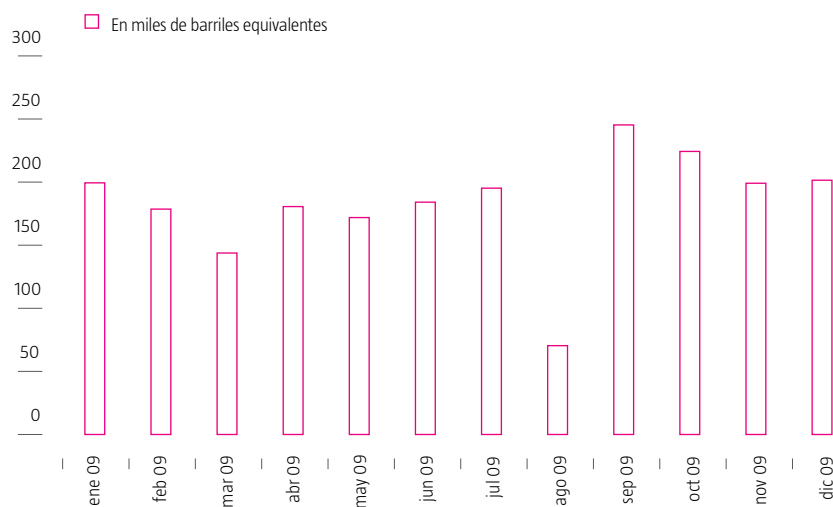
La producción de petróleo en Chile, Región de Magallanes, alcanzó a 934.800 barriles en 2009, cifra inferior en 3,2 % respecto del volumen producido en 2008. Esta disminución, se explica por la declinación natural de los yacimientos, a pesar de los programas de apertura de pozos esporádicos en Continente y Costa Afuera, los cuales, sin embargo, permitieron un resultado superior en 9,9%, respecto a lo programado.

Producción de gas natural

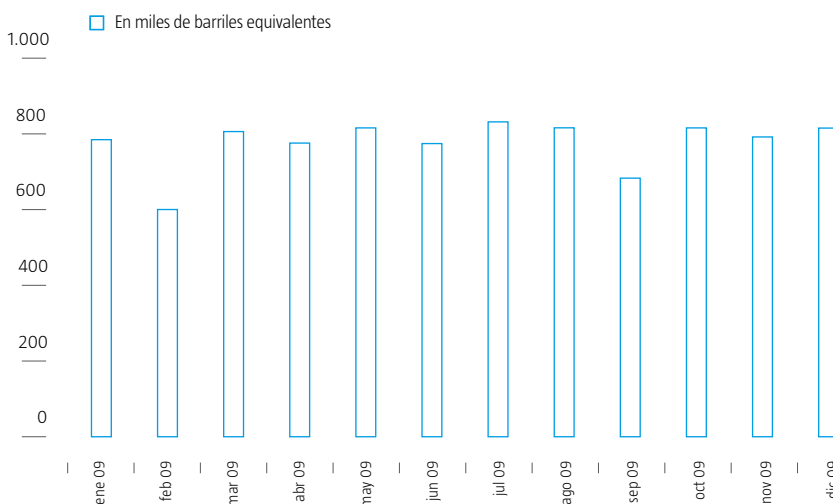
La producción de gas natural de ENAP en el extranjero alcanzó en 2009 a los 373 millones de metros cúbicos (2,2 millones de barriles equivalentes), con un incremento de 18,1% respecto de 2008. Este aumento se explica por el mayor volumen aportado por los pozos del Activo Área Magallanes, en Argentina, a pesar de las restricciones de producción por las nominaciones por parte de Transportadora de Gas del Sur (TGS) durante el año.

En tanto, la producción de gas natural en el país alcanzó a 1.582,1 millones de metros cúbicos estándar (9,3 millones de barriles equivalentes), lo que representa una producción menor en 13,5 % respecto del año anterior. Esta menor producción está asociada a la declinación natural de los yacimientos.

Producción de gas natural de Enap Sipetrol en 2009



Producción de gas natural de ENAP en Magallanes en 2009







Exploración y Producción **Nacional**

La actividad de exploración de ENAP en Chile continuó desarrollándose con una activa campaña de perforaciones, particularmente en la Región de Magallanes.

Dorado-Riquelme: En este bloque (operado por ENAP y donde tiene un 50% de participación, junto con Methanex Chile) se perforaron 12 pozos de exploración: seis de exploración pura, que llevaron al descubrimiento de dos yacimientos de gas (Tropilla y Punta del Cerro); y seis pozos de extensión, para dimensionar estos descubrimientos previos. El yacimiento Tropilla es el primero de su tipo descubierto en la Cuenca de Magallanes (Chile y Argentina) y abre nuevas perspectivas para la exploración por gas en esta zona. Cabe destacar el pozo Tropilla-4, que produjo hasta 500.000 m³/día de gas durante las pruebas iniciales.

A fines de septiembre de 2009 se declaró la comercialidad del yacimiento Palenque, adicionando a los pozos descubridores otros 9 pozos de desarrollo. De igual forma, las instalaciones de superficie existentes en el bloque se han ampliado para permitir la producción del gas encontrado y para las pruebas de los nuevos pozos de exploración exitosos, lo cual ha permitido alcanzar un volumen máximo de producción de 1 millón de m³/día, en diciembre de 2009.



Intracampos: Durante 2009 se completaron las pruebas de los pozos perforados a fines de 2008, Telken y Kismarey, resultando en la producción no comercial de gas desde el pozo Telken. Se estudiarán alternativas técnicas para lograr la explotación comercial de estos pozos. Adicionalmente, se continuaron los estudios sísmicos que permitirán tener una cartera de pozos exploratorios a ser perforados en 2010.

Arenal-Punta Baja: Durante el año 2009, se alcanzó a perforar sólo un pozo de exploración en este

bloque, el que resultó seco. Posteriormente, en abril, se perforó el pozo exploratorio Chañarcillo 37, con objetivo gasífero y que resultó productor, alcanzando una profundidad de 1.410 metros. Este pozo entró en producción el 14 de julio de 2009, aportando a la malla de gases de Magallanes un volumen de 130.000 m³/día. En el mes de septiembre se perforó el pozo Chañarcillo 38, resultando productor de gas y líquido. Los caudales en sus pruebas iniciales fueron de 68.000 m³/día de gas y 25 m³/día de líquidos, el cual se encuentra en producción desde el 5 de diciembre de 2009. Adicionalmente, se continuaron los estudios sísmicos que permitirán tener una cartera de pozos exploratorios a ser perforados en el 2010.

Valdivia: Los resultados de la exploración y la evaluación del potencial de hidrocarburos en la franja marítima ubicada frente a Valdivia, indican posibles reservas de gas en torno al pozo F-1. Durante 2009 se terminó el procesamiento de la sísmica 3D adquirida y se realizó la interpretación del volumen de datos. Adicionalmente, se efectuaron estudios que permitieron precisar el origen del gas presente en la estructura del pozo F (perforado en 1972). Paralelamente, se llevó a cabo el análisis de atributos derivados de la sísmica, así como otros estudios estratigráficos. Estas actividades permitieron definir



la presencia de a lo menos cuatro tipos de prospectos en el área cubierta por la sísmica 3D. Actualmente se trabaja en el afinado de las potenciales formas de extraer la producción para determinar los montos de inversión requeridos y los costos operacionales asociados, con miras a la evaluación económica del proyecto. Para 2010 se tiene programado desarrollar y evaluar posibles modelos de desarrollo y de producción óptimos para estas reservas, las que se encontrarían a más 25 kilómetros de la costa, y a 120 metros bajo el lecho marino.



En la concesión Calabozo de la Empresa Nacional de Geotermia S.A. (ENG), donde ENAP participa con el 49%, se perforó un pozo de 900 metros de profundidad con buenos resultados geológicos y de temperatura.

Gas metano de carbones: A lo largo del año siguieron evaluándose los pozos exploratorios perforados a fines de 2008: GMC-2 y GMC-4, los que fueron fracturados hidráulicamente y puestos en producción (desagüe) a mediados de 2009. A la fecha los pozos se encuentran en observación.

Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP) de la ronda 2007

En 2009 ENAP continuó avanzando en el desarrollo de los proyectos exploratorios que se adjudicó en 2007, bajo la modalidad de CEOP, en alianza con las compañías Pan American Energy (Bloque Coirón); Greymouth (Bloque Caupolicán); y Apache (Bloque Lenga).

Bloque Coirón: Se adquirieron 710 Km² de sísmica 3D, los que indican un potencial de gas en este bloque, al norte de los recientes descubrimientos de gas del Bloque Dorado-Riquelme. Al cierre de este ejercicio se realizaban los preparativos para comenzar una campaña de perforación durante el primer semestre de 2010.

Bloque Caupolicán: Se estudiaron las diferentes oportunidades de exploración para iniciar las operaciones durante 2010.

Bloque Lenga: La evaluación de los 720 Km² de sísmica 3-D adquiridos durante 2008, permiten inferir buenas probabilidades de encontrar hidrocarburos. Se están haciendo los preparativos para comenzar una campaña de perforación durante el primer trimestre de 2010.

Geotermia

En la concesión El Tatio—La Torta, a cargo de la Empresa Geotérmica del Norte (GDN), donde ENAP tiene el 44 % de participación, se perforó el pozo el Zoquete 1, estimándose una producción inicial en 8 MW. Las pruebas de producción de este pozo obligaron al cierre del antiguo pozo N°10, debido a una fuga de vapor

producida en éste, lo que generó alarma pública, por ubicarse éste en las inmediaciones de sitio turístico de El Tatio, el que sin embargo no se vio afectado.

En la concesión Apacheta se terminó la perforación del primer pozo, estimándose una potencia inicial de pozo de 10 MW, la que se ubica por sobre los promedios mundiales.

En la concesión Calabozo de la Empresa Nacional de Geotermia S.A. (ENG), donde ENAP participa con el 49%, se perforó un pozo de 900 metros de profundidad con buenos resultados geológicos y de temperatura. Por su parte, en la concesión Chillán de la misma empresa, se perforó un pozo con diamantina a 1.000 metros de profundidad, también con buenos indicios de reservorio y de temperatura.

A su vez, la sociedad Energía Andina S.A., donde ENAP participa con el 40% y la compañía Antofagasta Minerales S.A. con el 60%, continuó estudiando las concesiones Tinguiririca A y Tinguiririca B, e incorporó seis nuevas concesiones: Polloquere 1, Pampa Lirima 1, 2, 3 y 4 y Puchuldiza Sur 1, las que aportan una cartera de cuatro proyectos exploratorios.

Durante el año 2009, se avanzó en estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos, en varias de las concesiones, todos tendientes a la caracterización del sistema geotérmico, y determinar su ubicación y dimensiones, antes de la definición de sondajes exploratorios de confirmación. También se realizó un intenso trabajo de inserción territorial con autoridades y comunidades indígenas en los sectores de interés. Además, Energía Andina se focalizó en la identificación de nuevas áreas de prospección, principalmente en la zona norte del país, lo que la llevó a solicitar 14 nuevas solicitudes de concesión y participar en 10 concesiones que fueron licitadas en agosto 2009 por parte del Ministerio de Minería.

América Latina

Argentina

La filial Enap Sipetrol Argentina, actúa como operador, con el 50% de participación, en las concesiones de explotación del Área Magallanes; y en CAM 2/A Sur (Lote Poseidón); y con el 33,33% en el Permiso de Exploración E2 (ex CAM-1 y CAM-3). Todas en la Cuenca Austral Marina.

En la Cuenca del Golfo San Jorge, es titular y operador del 100% de la concesión de explotación Pampa del Castillo-La Guitarra. Asimismo, participa como socio no operador, con el 50% en la concesión de explotación de Campamento Central-Cañadón Perdido, donde el operador es YPF S.A.

Al cierre del ejercicio 2009, Enap Sipetrol Argentina generó un EBITDA de US\$ 67,2 millones, lo cual se explica principalmente por una ventajosa negociación comercial de los precios de venta de los crudos Escalante y Magallanes, y por el efecto positivo generado por los menores costos de operación, como consecuencia de la ejecución de distintas iniciativas de optimización, planificadas y desarrolladas durante el año.

En línea con los resultados financieros positivos, en diciembre de 2009 se procedió a la extensión del préstamo financiero que la sociedad posee con el Banco Latinoamericano de Comercio Exterior (Bladex), por un monto de US\$ 65 millones, obteniendo una baja del 0,5% en la tasa que afecta al crédito y una extensión hasta el 27 de diciembre de 2010.

Con fecha 30 de junio de 2009, Enap Sipetrol Argentina y las uniones transitorias de empresas (UTE) en las que participa (a excepción de la UTE E2), se acogieron a la moratoria tributaria propuesta por el Gobierno de Argentina (Ley 26.476), lo que implicó la regularización de 48 millones de pesos argentinos, eliminando así posibles contingencias futuras.

Acorde con la política emanada de la Casa Matriz, en el ámbito de HSEQ, Enap Sipetrol Argentina focalizó sus iniciativas en brindar un impulso a la gestión integral de la empresa. En este contexto, se revisó la Política Ambiental y de Seguridad, como así también, la de Salud Ocupacional, introduciendo cambios que contribuyeron al fortalecimiento de los Sistemas de Gestión.

Paralelamente, en la búsqueda de la eficiencia operativa y de gestión, en coordinación con la consultora internacional Wood-Mackenzie, se realizaron Diagnósticos de Auto-Evaluación de Expectativas de HSEQ, para la implementación de elementos y directrices, articulando los procesos de gestión de los activos y de las áreas funcionales.

Mediante la suscripción de un Acuerdo con EPA de Estados Unidos (Environmental Protection Agency), se realizó un Estudio con mediciones de campo en una unidad piloto de Enap Sipetrol Argentina, con el fin de determinar las emisiones de metano como gas de efecto invernadero. El reporte consolida alternativas de mitigación de pérdidas de dicho gas y análisis de costo-beneficio.

Finalmente, en lo que HSEQ se refiere, la operación de Pampa del Castillo superó con éxito un nuevo proceso de Auditoría Externa de seguimiento de la Certificación de Gestión Ambiental según estándares internacionales ISO 14001:2004.

Área Magallanes Argentina

La producción de Enap Sipetrol Argentina en el yacimiento Área Magallanes, totalizó 937.000 barriles de petróleo crudo y de 338,7 millones de metros cúbicos de gas natural, lo cual arroja una producción total de 2.927.000 barriles equivalentes.

Esta situación permitió cerrar 2009 con una mayor producción de petróleo crudo y de gas natural, de 4% y 1% respectivamente.

En el ámbito de la gestión de calidad, y en búsqueda de una operación más eficiente y segura, se continuó con los trabajos de levantamiento de las "no conformidades" relevadas de las distintas auditorías realizadas, ejecutando y avanzando con el programa de trabajo definido para la superación de las mismas.

CAM 2/A Sur

La producción de Enap Sipetrol Argentina en el yacimiento Poseidón totalizó 29.000 barriles de petróleo crudo y de 37,2 millones de metros cúbicos de gas natural, lo que arroja una producción de 249.000 barriles equivalentes. El 100% de la producción de gas natural se vendió en el mercado interno.

2.927
mil barriles equivalentes

de gas y petróleo
fue la producción total
de Enap Sipetrol Argentina
en el Área Magallanes,
en 2009.

La producción de petróleo crudo se exportó a ENAP en Chile, con excepción de algunos meses a principios de año que fue entregada al mercado interno, por medio de camiones hasta el terminal de Cruz del Sur.

Área E2 (ex CAM-1 / CAM-3)

Enap Sipetrol Argentina es operadora del Área E2, en la Cuenca Austral Marina (CAM), en virtud del Convenio de Asociación (firmado en septiembre de 2006) con la compañía estatal argentina Enarsa y con YPF S.A., ratificando el acuerdo previamente suscrito en febrero de 2006.

Posteriormente, suscribió el contrato de Unión Transitoria de Empresas E2, que regula la relación de las empresas que participan en esta alianza y ratifica a Enap Sipetrol Argentina como operadora del Área E2.

Proyecto Hélix E2

El consorcio formado por Enap Sipetrol Argentina S.A., YPF S.A. y la Empresa Estatal Argentina de Energía (Enarsa), procedió a la contratación de una plataforma de exploración *off-shore* de última generación, Hélix E2, a través de la cual se perforaron tres pozos exploratorios en el Área E2, que si bien no arrojaron los índices de éxito esperado por la filial, aportaron una valiosa información geológica para continuar estudiando esta amplia área, de 14.000 Km², para la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos.

Como complemento de las tareas exploratorias en el Proyecto Hélix E2, Enap Sipetrol Argentina suscribió más de 30 contratos conexos, con contratistas de diferente envergadura, para desarrollar este proyecto.

Pampa del Castillo-La Guitarra

La actividad en este Yacimiento estuvo centrada en la continuidad de la operación, a través del aporte de la producción básica y el desarrollo de una campaña de reparación de pozos, con el objetivo de continuar con la explotación de reservas del yacimiento.

La actividad continuó focalizada en la realización de actividades de reparaciones, workover, y mejoras extractivas, como así también en la reparación de las instalaciones de producción. Asimismo, se comenzó con el análisis de los procesos operativos y productivos del yacimiento, el cual arrojó sus primeros frutos positivos, por cuanto la producción de

petróleo crudo en el año fue de 2.146 mil barriles superando las metas propuestas.

Campamento Central Cañadón Perdido

La producción de Enap Sipetrol Argentina en el Yacimiento Campamento Central Cañadón Perdido totalizó 899.000 barriles de petróleo crudo en 2009. Este Yacimiento se mantuvo en operación normal dentro de los volúmenes estimados para el año.

La actividad ha continuado focalizada en los proyectos de recuperación secundaria, reparación de pozos y mejora de las instalaciones de producción.

Durante 2009 se creó un equipo de trabajo multidisciplinario para evaluar alternativas de negocios, como así también, tener un mejor control, involucramiento y contacto con la empresa operadora del yacimiento, YPF S.A.

La Invernada

En respuesta a la solicitud de reversión total del área provincial de Exploración La Invernada, con fecha 14 de agosto de 2009 Winteshall Energía S.A. fue notificada por la Subsecretaría de Hidrocarburos y Energía de la Provincia de Neuquén del Decreto N° 1.338 de fecha 6/08/09, que aprobaba la reversión total del Área La Invernada.

Sin embargo, dicho Decreto sólo se refería a Winteshall Energía S.A., por lo que Enap Sipetrol Argentina junto a Winteshall Energía solicitó a través de una nota del 9 de septiembre de 2009 que se le hiciera extensivo el alcance del mencionado Decreto.

Con fecha 30 de noviembre de 2009, a través del Decreto Provincial N° 2175/09, la Provincia del Neuquén, accedió a lo solicitado por Enap Sipetrol Argentina, quedando en firme y aprobada la reversión total del Área en relación a ambas empresas.

En 2009 el gobierno argentino continuó con una política regulatoria que ha derivado en restricciones para la industria petrolera. A modo de ejemplo, mantuvo la Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación, N° 394, de noviembre de 2007, la cual estableció un régimen de retenciones a la exportación de petróleo crudo y derivados, hecho que llevó a la fijación de precios máximos para el mercado interno, desajustados con los precios internacionales.



Los envíos de gas natural a Chile desde la cuenca austral argentina continuaron suspendidos, y se mantuvo la vigencia la Resolución de la Secretaría de Energía N° 127, que estableció un monto de retención a la exportación de gas natural equivalente al 100% del precio máximo de los contratos de importación vigentes.

En contraposición y con el objetivo de incentivar la exploración y producción de hidrocarburos, el Gobierno argentino implementó los planes denominados Petróleo Plus, Gas Plus y Refino Plus, los cuales se han ido ejecutando paulatinamente.

En este contexto, Enap Sipetrol Argentina se abocó a trabajar en los siguientes frentes:

- Mejoramiento de la competitividad del posicionamiento en Argentina, evaluando las opciones y derechos que tiene para una eventual extensión de las concesiones de los principales contratos en el país.
- Definición de los proyectos que agregan valor en cada uno de los activos.
- Diseñar sistemas de gestión integral que permitan una operación con estándares de seguridad y de responsabilidad acordes con su compromiso de sustentabilidad.

Ecuador

Yacimientos MDC y PBH

En su séptimo año de gestión en Ecuador, Enap Sipetrol, desarrolló una estrategia de consolidación de la excelencia operacional y administrativa en los activos existentes y de crecimiento focalizado en los acuerdos directos con la compañía estatal PetroEcuador.

La producción de los Campos Paraíso Biguno y Huachito (PBH) y Mauro Dávalos Cordero (MDC) alcanzó durante 2009 un total de 5,4 millones de barriles,

producción que se logró obtener gracias la implementación de nuevas duales concéntricas en MDC, logrando al mismo tiempo una adecuada gestión de costos, producto de renegociaciones de contratos.

Durante el último trimestre del año, se iniciaron las adquisiciones de equipos para la implementación del proyecto eléctrico en PBH, el cual permitirá -a partir del 2010-, una reducción importante del costo operativo, mediante la generación de energía utilizando gas sobrante en MDC, reemplazando el diesel como combustible para generación.

En 2009 Enap Sipetrol Ecuador validó la certificación ISO 14001, al pasar exitosamente las dos auditorías externas efectuadas en el año.

Dentro del marco de la alianza estratégica con Petroecuador, durante el 2009 la filial de ENAP en Ecuador impulsó las negociaciones comerciales, las cuales en caso de ser satisfactorias, permitirán iniciar durante el 2010 la exploración del Bloque 40 (costa afuera), ubicado en la zona del Golfo de Guayaquil.

También, durante el 2009 se iniciaron las gestiones ante Petroproducción y la Dirección Nacional de Hidrocarburos para obtener la autorización de un plan piloto en el campo MDC, que permita evidenciar los beneficios de un proyecto de recuperación mejorada y, por ende, de una nueva etapa de inversiones en este campo, sujeta a un nuevo proceso de negociación y ampliación de este contrato.

En ámbito de los recursos humanos, durante el 2009 la filial en Ecuador afianzó el plan de vivir la Cultura de Enap Sipetrol Ecuador, mediante la realización de una serie de actividades en terreno y en las oficinas de Quito. Además, por cuarto año consecutivo obtuvo el premio del ranking Great Place to Work, siendo Enap Sipetrol Ecuador la séptima mejor empresa para trabajar en Ecuador.

En su séptimo año
de gestión en Ecuador,
Enap Sipetrol,
desarrolló una
estrategia de
consolidación de la
excelencia operacional
y administrativa.

Medio Oriente y Norte de África*

Egipto

Enap Sipetrol S.A. en Egipto, se desempeña como Operador en los Bloques East Ras-Qattara, con el 50,5% de participación; North Bahariya, con el 50%; y en Rommana, con el 40%. Además, la Empresa participa como socio no operador en el bloque costa afuera Sidi Abd El Rahman (SAER), con el 30% de participación.

Bloque North Bahariya

Este bloque es operado a través de Norpetco (joint venture), entre el consorcio formado por IPR, INA, Enap Sipetrol S.A. y la estatal egipcia EGPC. En el primer trimestre del 2009, se concretó exitosamente la venta y traspaso de la participación en el bloque a la compañía Sahara Oil and Gas, permitiendo demostrar una efectiva gestión en el manejo de cartera de proyectos.

Bloque East Ras Qattara

Tras los descubrimientos obtenidos durante 2007 y 2008, PetroShahd, la compañía operadora (joint venture) continuó durante 2009 con la explotación del activo a través de los campos Shahd, Ghard, Rana y Shahd SE. Asimismo, se continuó con la campaña exploratoria y con el desarrollo de los campos descubiertos, perforándose tres nuevos prospectos exploratorios: Dalia-1, Al Zahraa-1 y Marwa-1; y tres pozos de desarrollo, Shahd SE-3, Al Zahraa-2 y Ghard-2.

Como resultado de dichas actividades, a finales del año se alcanzó una producción diaria cercana a 7.000 barriles, con un promedio anual de 4.121 barriles al día, más del doble de lo producido durante el 2008, en tanto las reservas totales de petróleo se triplicaron en comparación con el año anterior.

Por otra parte, durante 2009, continuaron los estudios para definir nuevos prospectos a perforar así como el delineamiento de los campos descubiertos. Es así como, se registraron 618 Km² de Sísmica 3-D, reprocesando

260 Km² dentro de las campos de producción Shahd SE y Al Zahraa. Estos estudios continuarán durante 2010, así como la adquisición de sísmica 3-D adicional, de manera de definir la perforación del potencial exploratorio y de desarrollo remanente del bloque.

Bloque Rommana

Este bloque de 6.184 Km² se ubica en la parte Norte de la península de Sinaí y fue adjudicado al consorcio formado por PTTEP (30%), Céntrica (30%) y operado por Enap Sipetrol (40%), en la ronda de licitaciones de la compañía egipcia EGAS del año 2007.

El compromiso contractual establece la adquisición de 1.000 Km² de sísmica 3-D y la perforación de seis pozos durante la primera etapa exploratoria que tiene una duración de tres años.

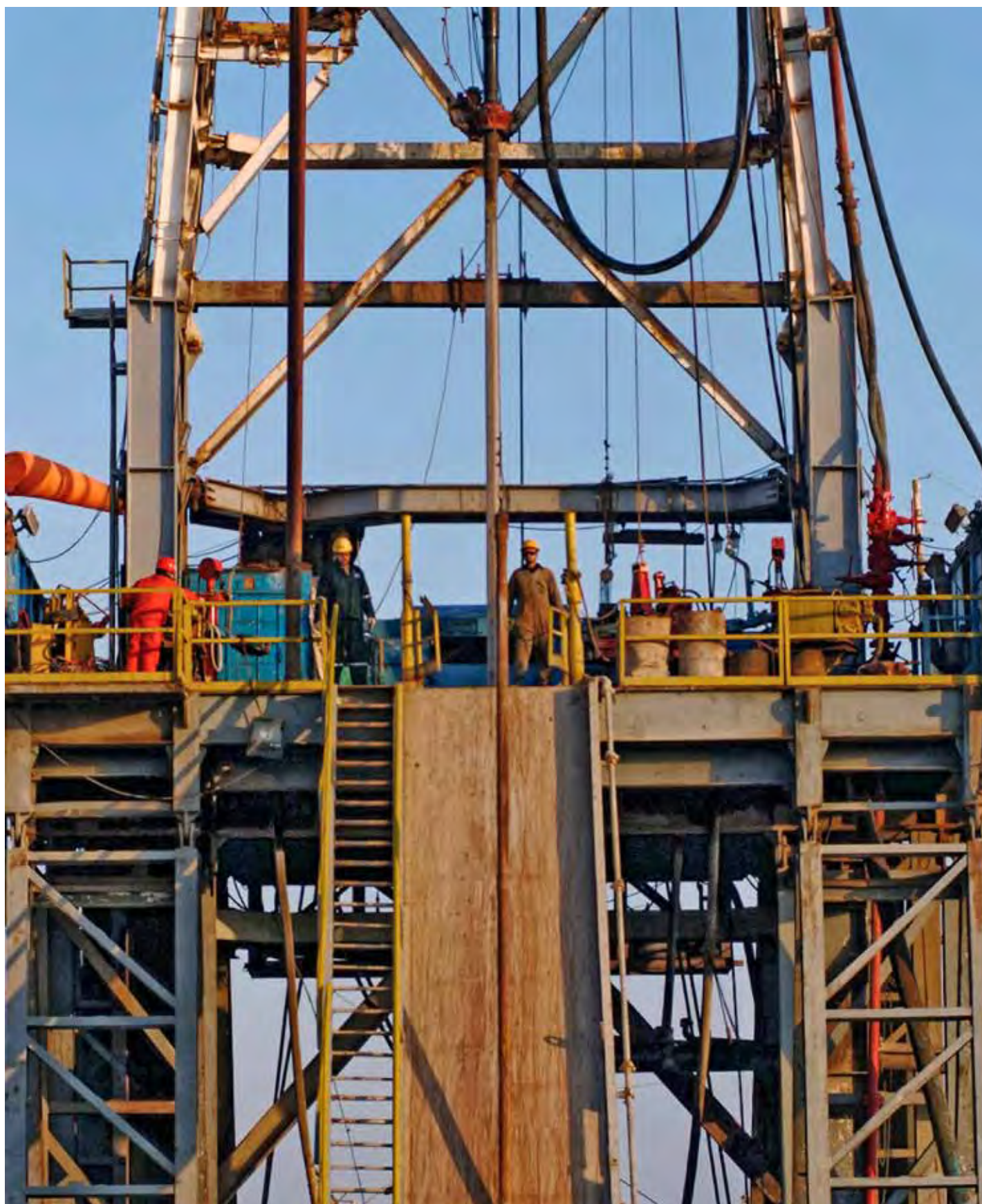
En noviembre de 2009 se dio inicio al proceso de desminado de la zona de interés y culminó la adquisición de Sísmica 3D con camiones de vibración. El plan contempla avanzar con el desminado y culminar la adquisición de la campaña sísmica. Con esta información procesada e interpretada se dará inicio, en la segunda mitad del 2010, la campaña de perforación, cuyo número de pozos, dependerá de la obtención de los permisos militares correspondientes en las zonas de interés.

Bloque Sidi Abd El Rahman (SAER)

Este bloque de 4.294 Km² está ubicado costa afuera, al oeste de Alejandría. Fue adjudicado al consorcio formado por PTTEP (30%), Enap Sipetrol (30%) y operado por Edison (40%), en la ronda de licitaciones de EGAS de 2007.

El compromiso contractual establece la perforación de dos pozos durante la primera etapa exploratoria que tiene una duración de tres años. En 2009, se realizó la adquisición, procesamiento e interpretación de los 1.000 Km² de sísmica 3-D y se perforó el primer pozo del compromiso exploratorio.

*Irán: en 2001, Enap Sipetrol S.A. adquirió el 33% de participación en el Bloque Mehr, en Irán. No se alcanzó acuerdo con la NIOC en la propuesta de desarrollo presentada por el consorcio (OMV, Repsol y Enap Sipetrol), por lo que se generó la decisión unánime de retirarse del proceso, activando la negociación de la cláusula del contrato que da derecho a recuperar los gastos incurridos en la etapa de exploraciones, situación que aún está pendiente.





Medio Ambiente y Responsabilidad Social

Las unidades de negocios han reforzado sus sistemas de gestión, mediante la incorporación de mejores prácticas asociadas a la gestión de salud y seguridad de sus operaciones.

En concordancia con los objetivos estratégicos del grupo de empresas de ENAP, la Línea de Negocios E&P ha establecido como uno de los pilares centrales de su Plan Estratégico, el ser reconocida como una organización comprometida con el desarrollo sustentable. Este compromiso exige una visión de largo plazo, donde la empresa invierte en la gestión tanto de sus principales impactos como de las expectativas de sus principales grupos de interés y de las condiciones del entorno.

Sobre la base de esta orientación, la Dirección de Medio Ambiente y Responsabilidad Social de la Línea de Negocios E&P y sus unidades funcionales en los países en que opera, impulsaron durante 2009 distintos programas para fortalecer el desempeño en salud, seguridad, medio ambiente y relaciones comunitarias, con el objetivo de consolidar la sustentabilidad de sus operaciones nacionales e internacionales.

Los aspectos más destacados de la gestión en dichos ámbitos durante 2009 fueron los siguientes:

Sistemas de Gestión

A nivel corporativo, la Línea de Negocios E&P ha desarrollado estándares asociados a la gestión de la información de los procesos de salud, seguridad y medio ambiente, con el objetivo de disponer de información estratégica en forma confiable, única y oportuna, lo cual representa la base para identificar oportunidades de mejora del desempeño de la organización en estos ámbitos. Esta iniciativa está asociada al mejoramiento de los sistemas de gestión, incluyendo la homologación de políticas, metodologías e integración en los procesos de soporte y de apoyo a las áreas de los negocios de la Empresa.

A nivel operativo, las unidades de negocios han reforzado sus sistemas de gestión, mediante la incorporación de mejores prácticas asociadas a la gestión de salud y seguridad de sus operaciones, avanzando así con la integración de las distintas disciplinas en sus sistemas de gestión.

Por otra parte, las unidades de negocio de Enap Sipetrol Argentina y Enap Sipetrol Ecuador, en sus operaciones de Pampa del Castillo y Mauro Dávalos Cordero, respectivamente, han renovado las certificaciones ISO 14.001, lo que demuestra su capaci-

dad de mantener una operación eficiente y ambientalmente responsable y una cultura de responsabilidad social. En el caso particular de Enap Sipetrol Egipto, se está avanzando gradualmente en la adopción de una cultura de Responsabilidad Social Empresarial.

Gestión de permisos ambientales

El nuevo auge de las actividades hidrocarburíferas en la XII Región de Magallanes y Antártica Chilena, particularmente la exploración por gas natural, tanto en continente como en Isla de Tierra del Fuego, condicionó un fuerte despliegue de actividades asociadas a la obtención de los permisos ambientales, requeridos para la oportuna ejecución de las campañas exploratorias y de producción. Durante 2009 se sometieron al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) 27 Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA), para diversos proyectos de exploración y producción de hidrocarburos.

Una de las áreas con mayor actividad correspondió al Bloque Dorado Riquelme, operado por ENAP bajo un Contrato Especial de Operación Petrolera (CEOP) y donde también participa Methanex. En este bloque se perforaron 20 pozos exploratorios, los que fueron ejecutados dando cabal cumplimiento a los compromisos asumidos en las Resoluciones de Calificación Ambiental respectivas, especialmente los compromisos ambientales contraídos con los dueños de los terrenos en el área de influencia de las operaciones.

En el caso de Enap Sipetrol Egipto, se obtuvo la autorización para ejecutar la exploración mediante sísmica 3D en el Bloque Rommana, ubicado en la península del Sinaí, actividad que se realizará luego del despeje de minas en las vastas extensiones en que se inserta el Bloque.

Saneamiento de pasivos

En Magallanes ENAP continuó avanzando en el proyecto de saneamiento de fosas que tienen presencia de hidrocarburos, como resultado de prácticas de uso común en la industria en épocas pasadas. Con el fin de disminuir la condición de riesgo de estos pasivos ambientales, ENAP inició voluntariamente en 2005 un proyecto de recuperación ambiental de estas fosas, mostrando su compromiso con el medio ambiente y la comunidad regional, particularmente con la actividad ganadera desarrollada en la zona.



24,5
millones de US\$

alcanzó la inversión
global contemplada
en el proyecto de
saneamiento de fosas
en Magallanes, que
ENAP inició
voluntariamente
en 2005.



Hasta la fecha se han ingresado seis Declaraciones de Impacto Ambiental, asociadas a este proyecto, todas las cuales fueron calificadas favorablemente por la Comisión Nacional del Medio Ambiente. Hasta fines de 2009, el proyecto global muestra un avance del 75%, medido por la cantidad de fosas que cumplen con la normativa de referencia acordada con las autoridades ambientales.

La inversión global contemplada en este proyecto alcanza a los US\$ 24,5 millones.

Emisión de gases de efecto invernadero (GEI)

Durante 2009, ENAP Magallanes y Enap Sipetrol Argentina se han asociado al programa Natural Gas STAR, iniciativa liderada por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de los Estados Unidos, que tiene como objetivo principal apoyar a sus asociados en la transferencia de tecnologías y las mejores prácticas industriales para la reducción de emisiones de metano.

El programa Natural Gas STAR proporciona información acerca de oportunidades para la reducción de emisiones de metano a través del intercambio de conocimiento de los asociados, incluyendo estudios de lecciones aprendidas, fichas y presentaciones técnicas, así como artículos con oportunidades reportadas por los asociados.

Relaciones con las comunidades

La Línea de Negocios E&P de ENAP reconoce que el éxito y continuidad de las operaciones depende de la relación de confianza que se construya con las comunidades vecinas en el área de influencia de las operaciones.

En el caso Enap Sipetrol Ecuador, por ejemplo, se fomentan programas que buscan fortalecer los vínculos con las comunidades, facilitando proyectos de autogestión y de mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades. De esta forma, la compañía ha logrado ser percibida por las comunidades como un actor comprometido y responsable, que participa en el desarrollo sustentable de su entorno socio-ambiental.

Enap Sipetrol S.A.

Resultados

El resultado de Enap Sipetrol S.A. se tradujo en un Ebitda de US\$ 162 millones en 2009, lo que equivale a una disminución del 0,4%, respecto del ejercicio 2008. El resultado final de la Empresa alcanzó una utilidad, después de impuestos, de US\$ 13,7 millones, menor en 27,8% al logrado en 2008.

El margen operacional consolidado a diciembre de 2009 presenta una disminución de 39,4%, comparado con diciembre de 2008, pasando de US\$ 114,8 millones en 2008, a US\$ 69,6 millones en 2009.

Por otro lado, los costos de venta disminuyeron en 17,8% (US\$ 48,8 millones), pasando de US\$ 273,8 millones en 2008 a US\$ 225,0 millones en 2009. Lo anterior se vio compensado por una disminución de los ingresos ordinarios de 24,2%, pasando de US\$ 388,6 millones en 2008 a US\$ 294,6 millones en 2009.

Los otros gastos de operación experimentaron un incremento de US\$ 23,1 millones. Este incremento se explica, principalmente, por los resultados negativos de campañas exploratorias en Argentina y Egipto. Lo anterior se vio compensado por el incremento de US\$ 39,1 en ganancias de operaciones discontinuadas, producto de la venta del proyecto North Bahariya en Egipto, en 2009.

Activos

Los activos corrientes de la Empresa alcanzaron a US\$ 118,0 millones en 2009, en comparación con los US\$ 177,7 millones del ejercicio anterior, lo que representa una disminución de 33,6%, producto de la recuperación de deudores comerciales y la venta del proyecto North Bahariya en Egipto. En términos generales, los activos no corrientes disminuyeron en US\$ 18,6 millones, lo que equivale a 4,0% respecto de 2008, debido principalmente a los resultados negativos en las campañas exploratorias en Argentina y Egipto.

Pasivos

El pasivo corriente muestra una disminución de US\$ 44,5 millones, que equivale a 26,0%, respecto del año anterior. Esto producto de la disminución de acreedores comerciales y de las cuentas por pagar a entidades relacionadas. Mientras que el pasivo no corriente también disminuyó en US\$ 48,7 millones, debido a la disminución de documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas.

14,9
millones de dólares

Corresponde al aumento del patrimonio neto a diciembre de 2009 de Enap Sipetrol S.A., respecto de los saldos al 31 de diciembre de 2008, que se explica por el resultado positivo de 2009 y los ajustes de la adopción de las IFRS.

Patrimonio

El patrimonio neto a diciembre de 2009, respecto de los saldos al 31 de diciembre de 2008 aumento en US\$ 14,9 millones, lo que representa una variación de 5,6%, que se explica por el resultado positivo de 2009 y los ajustes de la adopción de las IFRS.

Liquidez

El índice de liquidez pasó de 1,04 en 2008 a 0,93 en 2009, reflejando la disminución de los activos de mayor liquidez (US\$ 56,0 millones), respecto de los pasivos corrientes de mayor liquidez (US\$ 44,5 millones), producto del pago de deuda con ENAP, con flujos provenientes de la venta del Bloque North Bahariya en Egipto.

Endeudamiento

La disminución del índice de endeudamiento a 1,0 en el ejercicio 2009, respecto 1,4 durante 2008, se debió principalmente a disminuciones de las obligaciones por el pago de las líneas de créditos a bancos en Argentina. En junio de 2009 la filial en Argentina obtuvo un crédito con el Banco Bladex por US\$ 65,0 millones.





Durante 2009

la Línea de Negocios de Refinación

desarrolló inversiones por un monto de US\$ 209,4 millones. Gran parte de estas inversiones se orientaron a mejorar la confiabilidad operacional de las plantas y equipos industriales.



Línea de Negocios de Refinación

Síntesis de la Gestión

El año 2009 marca el punto de recuperación de los resultados de la Línea de Negocios de Refinación de ENAP, luego de haber enfrentado en el ejercicio pasado múltiples complejidades, tanto del mercado internacional como de la demanda termoeléctrica nacional.

En 2009 las refinerías de ENAP trabajaron con normalidad y realizaron sus operaciones de mantenimiento programado, privilegiando la seguridad de las personas, de las instalaciones y del medio ambiente. Alcanzaron prácticamente el ciento por ciento de su programa de refinación anual y cumplieron con el normal abastecimiento al mercado nacional y de exportación.

En el periodo procesaron un volumen de 13,2 millones de m³ de crudos y de cargas complementarias, compuesto por una canasta de 23% de crudos livianos, 21% de crudos intermedios, 40% de crudos pesados y 16% de cargas complementarias. En comparación con el año anterior se observó un incremento de 700.000 m³ de crudos pesados, materia prima de menor valor, gracias a la operación de la Planta de Coker de Refinería Aconcagua, puesta en servicio en julio de 2008.

Volumen de crudo procesado en 2009

CRUDOS	TOTAL Refinación	
	Mm ³	%
Livianos	2.995	23
Intermedios	2.734	21
Pesados	5.393	40
Cargas Complementarias	2.108	16
TOTAL	13.230	100

Producción en Refinerías de ENAP 2009

PRODUCTOS	TOTAL Refinación	
	Mm ³	%
Gas Licuado	1.361	11
Gasolinas	3.358	26
Kerosenes	838	7
Diesel	4.094	32
Petróleo Combustible	1.777	14
Prod. Industriales y otros	1.252	10
TOTAL	12.679	100
Rendimiento Volumétrico	95,8%	

Refinación

En 2009 las refinerías de ENAP, Aconcagua, Bío Bío y Gregorio, procesaron 11,1 millones de m³ de crudo, proveniente principalmente de Sudamérica y Europa.

La producción de combustibles y otros productos en 2009 fue de 12,7 millones de m³. De este total destacan las gasolinas, con 26%; y diesel, con 32%. El rendimiento volumétrico del periodo fue 96%.

En las refinerías Aconcagua y Bío Bío la tasa de utilización promedio de ambas fue de 80,8% y la disponibilidad operativa alcanzó al 94,0%, cifras inferiores a las registradas en 2008. Este nivel de utilización es consistente con la política operacional de maximizar los beneficios económicos, lo que en periodos de márgenes estrechos no necesariamente implica aumentar el volumen de refinación.



Ventas y participación de mercado de ENAP en 2009

Cifras en Miles de Mm ³	Ventas Nacionales	Consumo Nacional	Participación de Mercado	Importaciones (1)	Exportaciones
Gas licuado	1.285	2.129	60,4%	33	58
Gasolina vehicular	3.276	3.475	94,3%	688	633
Kerosene	1.034	1.041	99,3%	184	0
Diesel	5.940	9.096	65,3%	2.229	540
Petróleo combustible	2.068	2.269	91,1%	181	83
Productos industriales y otros (2)	552	662	83,4%	0	76
TOTAL	14.156	18.672	75,8%	3.314	1.390

(1) Corresponde a la venta de productos importados

(2) Incluye Propileno, Etileno, Naftas, Solventes y Asfalto entre otros.

Ventas

En 2009 las ventas totales, tanto al mercado nacional como internacional, llegaron a 15,5 millones de m³ (267.900 barriles/día), lo que representa una disminución de 8% respecto al año anterior. Esta disminución se explica principalmente por el menor volumen de ventas al mercado nacional, cuyo origen se encuentra en el menor consumo nacional, que bajó de 19,9 millones de m³ en el año 2008 a 18,7 millones de m³ en el 2009, vale decir, 6% menos.

Los productos de mayor venta correspondieron a gasolina y diesel, que son precisamente los de mayor valor, con una participación en la canasta total de 25% y 42%, respectivamente.

Mercado Nacional

Las ventas al mercado nacional fueron de 14,2 millones de m³ (243.900 barriles/día), lo que equivale a una participación de mercado en el país de 75,8%, 0,9 puntos porcentuales menos que en 2008. Esta caída se origina en una menor participación de mercado en la mayoría de las familias de productos, con excepción del gas licuado, en que se aumentó la participación en 5,2 puntos porcentuales. Las gasolinas y diesel disminuyeron 2,7 y 0,8 puntos porcentuales, respectivamente.

Entre las ventas nacionales, el producto más vendido fue el petróleo diesel, con 5,9 millones de m³ (102.400 barriles/día) y una participación de mercado de 65,3%; seguido por la gasolina vehicular, con una venta de 3,3 millones de m³ (56.500 barriles/día) y una participación de mercado de 94,3%.

Los volúmenes siguientes corresponden al petróleo combustible, con ventas de 2,1 millones de m³ (35.600 barriles/día) y una participación de mercado de 91,1%; y gas licuado, con 1,3 millón de m³ (22.100 barriles/día) y una participación de mercado de 60,4%. Las ventas restantes corresponden a productos en que tradicionalmente ENAP tiene una participación de mercado muy cercana al 100%, entre los que se cuentan kerosene, productos industriales y olefinas.

Del volumen de venta total, 12,2 millones de m³ (210.600 barriles/día) correspondieron a producción propia, lo que representa el 79% del total vendido. El 21% restante fue abastecido con importaciones que ascendieron a 3,3 millones de m³ (57.100 barriles/día), donde el principal producto nuevamente fue el diesel, con 2,2 millones de m³ (38.400 barriles/día), que equivale al 67% de este volumen.

Inversiones

Durante 2009 la Línea de Negocios de Refinación desarrolló inversiones por un monto de US\$ 209,4 millones, las cuales fueron realizadas en sus filiales según la siguiente distribución:

Gran parte de estas inversiones se orientaron a mejorar la seguridad de las personas y la confiabilidad operacional de las instalaciones, adecuando éstas a normativas medioambientales y de seguridad vigentes, así como a aumentar la capacidad de almacenamiento y de generación de vapor, elemento necesario para los procesos productivos de las refinerías.

Inversiones Línea de Refinación de ENAP 2009

Filial	MMUS\$
Enap Refinerías S.A.	197,0
Refinería Aconcagua	74,6
Refinería Bío Bío	121,1
Depto. Almacenamiento y Oleoductos	1,4
Refinación Magallanes	2,0
Aportes de capital y otros	10,3
TOTAL	209,4

209,4
millones de US\$

invirtió en 2009
la Línea de Negocios de
Refinación



En 2009 se completaron en Refinería Aconcagua proyectos de inversión, para el mejoramiento de la instrumentación y control en zona de estanques de productos líquidos; y en el área de almacenamiento de gas licuado, entre otros.



A. Proyectos ejecutados con recursos propios

a) Proyectos finalizados en 2009

En Refinería Aconcagua finalizaron varios proyectos, entre los cuales destacan:

- Estanques de almacenamiento de crudo T-5101 y T-5107, en Terminal Quintero, aumentando la capacidad de almacenamiento de crudo en 100.000 m³.
- Nueva caldera en Área de Suministros, para incrementar en 90 toneladas/hora la capacidad instalada de generación de vapor de 600 Psi en el área de suministros de la Refinería, para mejorar la confiabilidad de este servicio en las unidades de procesos.
- Mejoramiento en confiabilidad de suministro de hidrógeno para la Unidad de Hidrotratamiento, con la implementación de alimentación eléctrica para la unidad productora de hidrógeno desde la Subestación Maucó, de Refinería Aconcagua.
- Además, durante 2009 se completaron en Refinería Aconcagua proyectos importantes, tales como el mejoramiento de la instrumentación y control en zona de estanques de productos líquidos; y en el área de almacenamiento de gas licuado; normalización

del Sistema Contra Incendio de la Refinería; y la instalación de sellos dobles en bombas de procesos.

En Refinería Bío Bío destacan los siguientes proyectos terminados en 2009:

- > Mejora en el Sistema de Tratamiento de Aguas, que incorpora mayor flexibilidad y aumenta la disponibilidad y confiabilidad de las instalaciones. Esto incluye la recolección, tratamiento y disposición de aguas lluvia de la zona de estanque, del patio de bombas y de aguas aceitosas.
- > Construcción de estanques de almacenamiento:



dos para gasolina de 10.000 metros cúbicos cada uno, y uno de diesel para 20.000 m³.

- > La firma estadounidense UOP emitió el informe final del estudio para determinar la prefactibilidad técnica y económica del proyecto de ampliación de la capacidad de refinación y de tratamiento secundario de petróleo en Refinería Bío Bío.
- > En Refinería Bío Bío también se completaron los proyectos de Nuevo Circuito Lavado en Contracorriente de Intercambiadores de Calor; Optimización de Alimentación de Gas Combustible a Calderas de Suministro; Instalación de una Red de Monitoreo Ambiental; Ingeniería Básica Mejoramiento Confiabilidad y Seguridad en Plantas HCK, MHC, FCCU y SRU; y se concretó la compra de terrenos para la expansión futura de la Refinería.

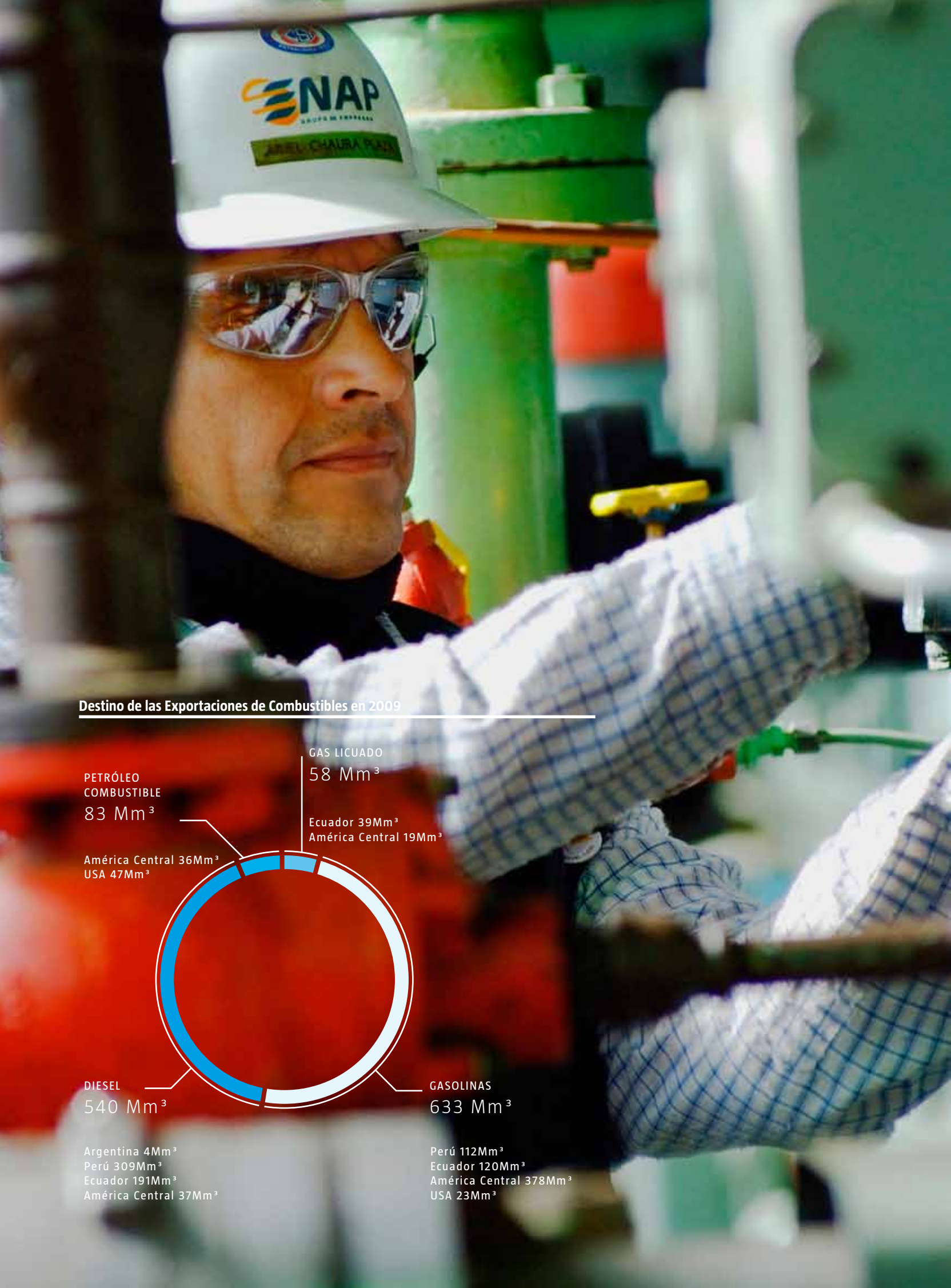
b) Proyectos en Desarrollo

En Refinería Aconcagua los proyectos de mayor importancia que se encontraban en desarrollo en 2009 eran los siguientes:

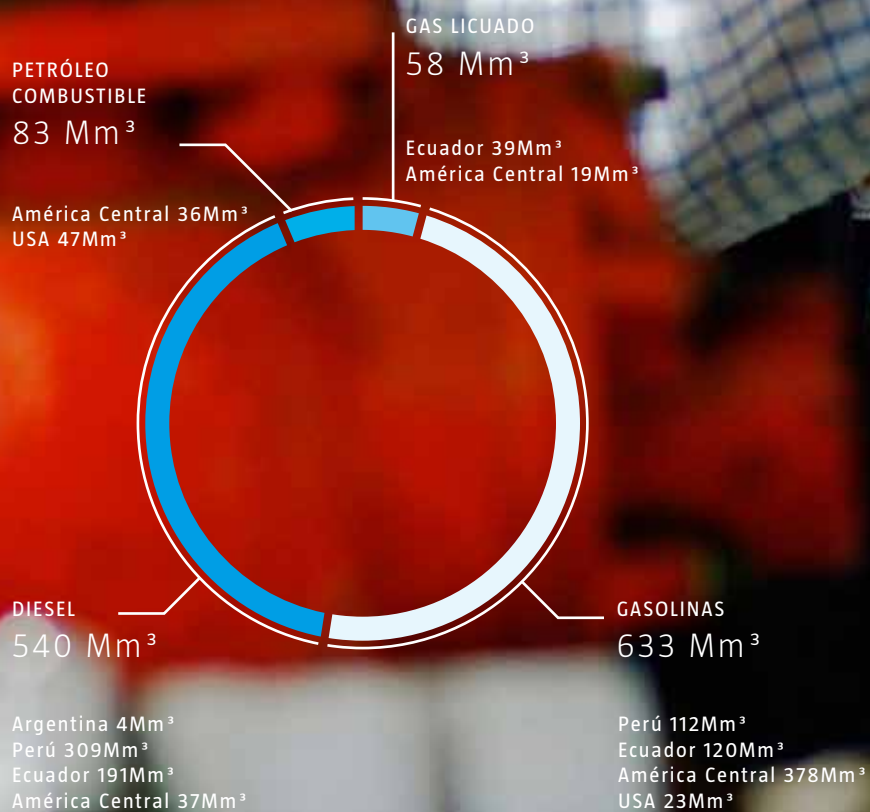
- > Nueva Unidad de Alquilación. Durante el año se inició el mejoramiento de suelos y se continuó con la ingeniería de detalles y la compra de equipos y materiales. Se prepararon las bases de licitación para la construcción de las obras civiles.
- > Ampliación de capacidad en Subestación Eléctrica y Mejoramiento en Red de Distribución Eléctrica en Alta Tensión en Terminal Quintero. Está en proceso la licitación de las obras civiles y el montaje, los que deberán quedar terminados durante 2010.
- > Se encuentra en desarrollo el proceso de traslado de la sala de control del Área Almacenamiento a la nueva sala de control, previéndose su terminación en 2010.
- > Ampliación de capacidad para producción de diesel de bajo azufre. Durante 2009 se completó el montaje mecánico de los equipos principales. Continúan los trabajos eléctricos y de instrumentación y están programados los trabajos de interconexión finales para mediados de 2010.
- > Se inició el proceso de licitación pública para realizar el estudio de ingeniería para el análisis de mejoras en sistemas de seguridad en oleoductos de Enap Refinerías S.A.
- > Instalación de un compresor para el aumento de la confiabilidad medioambiental, al recuperar gases con H₂S. Se inició el proceso de licitación para la ingeniería y suministro de equipos y materiales.

En Refinería Bío Bío se están desarrollando los siguientes proyectos:

- > Adecuación de la Refinería para procesar crudos pesados. Durante 2009 se continuó con el desarrollo del contrato EP (ingeniería y compra de equipos y materiales); se inició el proceso de licitación de la construcción, y se adjudicó a UOP el sistema para remoción de material particulado en la Unidad de Cracking Catalítico (FCCU), exigencia ambiental del proyecto.
- > Construcción del nuevo Muelle Petrolero en Bahía de San Vicente. Se desarrolló la ingeniería de detalles en su etapa final. En la etapa de construcción continúa la hinc de pilotes en el puente pasarela y en la plataforma de carga; el montaje de estructuras metálicas en la plataforma de car-



Destino de las Exportaciones de Combustibles en 2009



Exportaciones de Combustibles en 2009

Cifras en Mm ³	Argentina	Perú	Ecuador	América Central	USA	TOTAL	%
Gas Licuado	0		39	19		58	4%
Gasolinas		112	120	378	23	633	46%
Kerosenes							
Diesel	4	309	191	37		540	39%
Petróleo Combustible				36	47	83	6%
Prod. Industriales y otros		5	43	27	76	5%	
TOTAL	4	425	350	514	97	1.390	100%

Incluye ventas Offshore por 591 Mm³. Fuente: Gestión

destino de las exportaciones de ENAP, con 514.000 m³ y el 37% del total. Las gasolinas representaron el principal producto exportado, con el 46% del total.

ga; el montaje de cañerías de proceso; y el armado y montaje de módulos del puente pasarela. En etapa final de construcción están la sala y la subestación eléctrica.

- > Fase de licitación de la tecnología de procesos y de la ingeniería básica del proyecto construcción de la Unidad de Hidrotratamiento Severo Diesel.
- > Está en etapa de desarrollo de la ingeniería básica la ampliación de la capacidad de tratamiento de gases y de aguas ácidas.
- > Desarrollo de la ingeniería de detalles y gestión de compra de materiales para el proyecto de mejoramiento en la distribución de cargas eléctricas críticas en baja tensión en Planta de Suministros.
- > Inició la ingeniería de detalles y la compra de equipos principales para la construcción de la Planta de Regasificación de Gas Natural para la Región del Bío Bío.

Perú continuó siendo el segundo destino de las exportaciones de ENAP, con un volumen de ventas igual al de 2008, esto es 425.000 m³, cifra que representan el 31% del total. Los principales productos exportados a este destino fueron diesel y gasolinas.

En tanto, las ventas a Ecuador superaron a las de Argentina, convirtiéndose en el tercer destino de las exportaciones, con 350.000 m³.

Refinación en el exterior

Enap Refinerías S.A. cuenta con la filial MANU para ejecutar las operaciones de importación de combustibles en Perú. A su vez desarrolla actividades de retail en ese país a través de la coligada Primax S.A.; y también en Ecuador, mediante su participación en la coligada Holding Primax.

Refinación en Magallanes

La Línea de Negocios Refinación de ENAP en Magallanes entregó, en 2009, para su comercialización en esta Región y en la zona central, gasolina, kerosene y diesel por un volumen total de 211.000 m³, siendo la demanda regional abastecida en un 100% con productos de ENAP.

En 2009 Refinería Gregorio refinó 405.000 m³, cifra inferior en 34% a la del año anterior, cuando se procesaron 616.000 m³. La canasta de crudos estuvo constituida en 55% por petróleo de origen nacional y 45% de Argentina, recibidos vía oleoductos y buques.

Planta de Cabo Negro

La materia prima fraccionada en la Planta de Cabo Negro, proveniente del suministro nacional y de los cuatro convenios de importación vigentes con productores de la cuenca austral argentina registró un aumento de 4% respecto del período anterior. La producción total (propano, butano y gasolina natural) de la Planta de Cabo Negro alcanzó 875.000 m³. Los embarques en el año de GLP desde Cabo Negro totalizaron 852.000 m³, los cuales se destinaron principalmente al abastecimiento de la zona central del país (801.000 m³). También se registraron exportaciones con destino a Uruguay, por 11.000 m³; y despachos de butano para del Consorcio Cuenca Marina Austral, en Argentina, por 40.000 m³ (reexportación).

211.000
m³ de gasolina, kerosene y diesel

entregó la Línea de Negocios Refinación

de ENAP en Magallanes para su comercialización en esta Región, abasteciendo la demanda regional en 100% con productos de ENAP.

c) Proyectos iniciados en 2009

Entre los nuevos proyectos iniciados en el transcurso de 2009, destacan en Refinería Aconcagua los siguientes: instalación de un compresor para el aumento de la confiabilidad medioambiental, al recuperar gases con H₂S; segregación de las regeneradoras de aminas, para MDEA y DEA; mejoramiento de la instrumentación en batería sur de GLP en Terminal Quintero; mejoramiento energético del sistema de precalentamiento de aire en el Área de Topping 1; e instalación de un compresor para aumento de confiabilidad en suministro de hidrógeno.

En Refinería Bío Bío se iniciaron varios proyectos nuevos, entre los cuales destacan: normalización de oleoductos a San Vicente, de Acuerdo con la normativa de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC); ampliación de la capacidad de tratamiento de gases y aguas ácidas; instalación de analizadores continuos en plantas de Hidrógeno, de Tratamiento y Azufre, planta satélite regasificación de gas natural; y mejoramiento de instalaciones del área de manejo de residuos sólidos.

Exportaciones

En 2009 las exportaciones de ENAP llegaron a 1,4 millón de metros cúbicos de productos derivados del petróleo, lo que equivale al 11% de la producción total de sus refinerías. América Central continuó siendo el principal



RSE y medio ambiente en Línea de Refinación

Certificación ISO 14.001 en Refinería Aconcagua

En el marco de la certificación del Sistema de Gestión Ambiental ISO 14.001 en Refinería Aconcagua se avanzó en la implementación del sistema, hasta la fase de pre-certificación.

ERA Recicla

Alrededor de 7.869 kilos de pilas, papel blanco y botellas de plástico es el resultado de la campaña "ERA Recicla", que impulsó Refinería Aconcagua, bajo el slogan "Súmate a la ERA del Reciclaje". Esta campaña motivó la participación de los trabajadores en la recolección y reciclaje del papel blanco y de botellas de plástico, así como la segregación de las pilas, por sus múltiples beneficios medioambientales y sociales.

Con este objetivo se implementó un equipo multidisciplinario que diseñó el Plan, integrado por profesionales de las áreas de Innovación, Medioambiente, Servicios de Apoyo, así como del Centro Femenino y de Comunicaciones. Este equipo generó los procedimientos, la estrategia y las acciones de difusión y sensibilización de los trabajadores.

Casa Abierta en Concón

En Casa Abierta, Refinería Aconcagua impartió el curso de Educación Ambiental y Preventiva, que benefició a 21 vecinos, y se llevó a cabo conjuntamente con las empresas Copec, AGA, Lipigas y Basf.

Centro de Información Ambiental y de Emergencias

Como resultado del convenio ambiental en Bío Bío, se habilitó un Centro de Información Ambiental y de Emergencias en la Población Villa El Triángulo, de la comuna de Hualpén, con el objetivo de mejorar las comunicaciones y el manejo externo de crisis, así como para la formación ambiental y de prevención de riesgos para la comunidad, e informar de los posibles impactos al medio ambiente de la actividad industrial de Refinería Bío Bío.

Acuerdos con Federación de Pescadores Artesanales del Bío Bío

La mesa de diálogo de Refinería Bío Bío y la Federación de Pescadores Artesanales del Bío Bío (Ferepa),

iniciada en 2007, continuó sesionando mensualmente, para cumplir con los siguientes objetivos:

- 1- Fortalecimiento de las relaciones que propicie una comunicación fluida y el respeto entre las partes.
- 2- Colaboración para facilitar el desarrollo y el fomento de proyectos que beneficien al sector pesquero artesanal, y en aquellas áreas que para su desarrollo requiera emprender la Empresa.

En el marco de esta Mesa de Trabajo se acordó también desarrollar nueve proyectos de fomento productivo con pescadores, donde fueron seleccionados siete para su ejecución y dos quedaron en etapa de estudio.

Refinería Gregorio

En 2009 Refinería Gregorio refinó 405.000 m³, cifra inferior en 34% a la del año anterior, cuando se procesaron 616.000 m³. La canasta de crudos estuvo constituida en 55% por petróleo de origen nacional y 45% de Argentina, recibidos vía oleoductos y buques. En cambio en 2008 esta refinería también procesó crudos procedentes de Angola (35%), y en menor medida de Azerbaiyán (4%).

Calidad y medio ambiente

En noviembre de 2009 la Línea de Refinación en Magallanes recertificó los procesos de su Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001:2008, los que desde el año 2006 estaban certificados bajo ISO 9001:2000. La recertificación se logró luego de una auditoría realizada por la firma Bureau Veritas. La nueva certificación es por un periodo de tres años y permite seguir trabajando en el mejoramiento continuo de los procesos, focalizando las actividades en los clientes y fortaleciendo la seguridad de las instalaciones, de las personas y del medio ambiente.

Desarrollo proyectos inversión

La cartera de proyectos de Refinación en Magallanes en 2009 estuvo conformada por siete proyectos de inversión en etapa de ejecución y cuatro en etapa de factibilidad (ingeniería básica), por un monto de US\$ 1.966.000.

Dentro de las actividades más relevantes está la conclusión de los proyectos normalización de descarga de riles del complejo Gregorio, proyecto que asegura la evacuación ambientalmente segura de los efluentes; y el proyecto de reposición de generadores en Gregorio; que asegura una generación eléctrica con-

21,2
millones de US\$

es el resultado neto
de Primax S.A. en
Perú con un volumen
de ventas de 1,7
millón de m³ y una
participación de
mercado de 23%.

fiable y eficiente para las necesidades del Complejo. La inversión multianual de ambos proyectos fue US\$ 1.250.000 y US\$ 1.758.000, respectivamente.

Síntesis de la gestión

En 2009 Enap Refinerías S.A. adoptó medidas destinadas a revertir la pérdida del ejercicio anterior. También concretó un proceso de levantamiento de iniciativas para la formulación de un nuevo mapa estratégico, y emprendió acciones para la optimización de los procesos operacionales, logísticos y administrativos, además de adoptar nuevos criterios para su política de adquisición de crudos, reducción de brechas operativas, seguridad operativa y reducción de costos.

De este modo logró reducir los costos operacionales en 21% respecto al 2008, concentrándose las principales caídas en energía y transporte de productos. El primero, debido al menor costo de la energía eléctrica y de los combustibles de producción propia usados en la operación de las refinerías, junto con la aplicación de un plan de uso eficiente de la energía.

El costo de transporte también disminuyó, debido a la menor logística de importación de productos (principalmente diesel), y por el menor costo del combustible usado en los barcos y la menor cantidad de arriendos de naves para exportación.

La disponibilidad operacional de las plantas fue levemente inferior a la del año anterior, debido principalmente al paro programado de mantenimiento, realizado en mayo en Refinería Aconcagua, en que dejó de operar prácticamente la mitad de las plantas. La tasa de utilización de las unidades también fue inferior a la del 2008, debido a que en la optimización se está privilegiando maximizar el margen y no el volumen de refinación.

Resultados

Durante 2009 Enap Refinerías S.A. logró una utilidad consolidada de US\$ 149,6 millones, valor que incluye el resultado de las empresas de propósitos especiales. Dicho resultado se explica fundamentalmente por el mejoramiento en los flujos de caja, por la reducción de costos y la optimización de procesos.

Es importante señalar la baja de los costos no-cruados, cuya reducción se refleja principalmente en un menor costo de la energía y la logística.

El margen bruto ascendió a US\$ 87,2 millones, representando una importante variación respecto al periodo 2008, cuyo valor fue negativo, en US\$ 894,4 millones. Así, el resultado del presente periodo se explica principalmente por el mayor margen de venta de los productos propios.

Los gastos administrativos mostraron una disminución de 24,9% respecto del periodo 2008. A su vez, los gastos financieros se redujeron en 34,5 % respecto al periodo anterior.

En el ámbito operativo, el volumen de refinación, incluyendo crudos y cargas complementarias, alcanzó a 12,0 millones de m³. La producción en tanto fue de 11,4 millones de m³, siendo los principales productos el diesel y la gasolina, con 35% y 29% de la canasta, respectivamente.

La tasa de utilización de las refinerías fue del 80,8% y la disponibilidad de plantas del 94,0% (promedio de las Refinerías Aconcagua y Bío Bío).

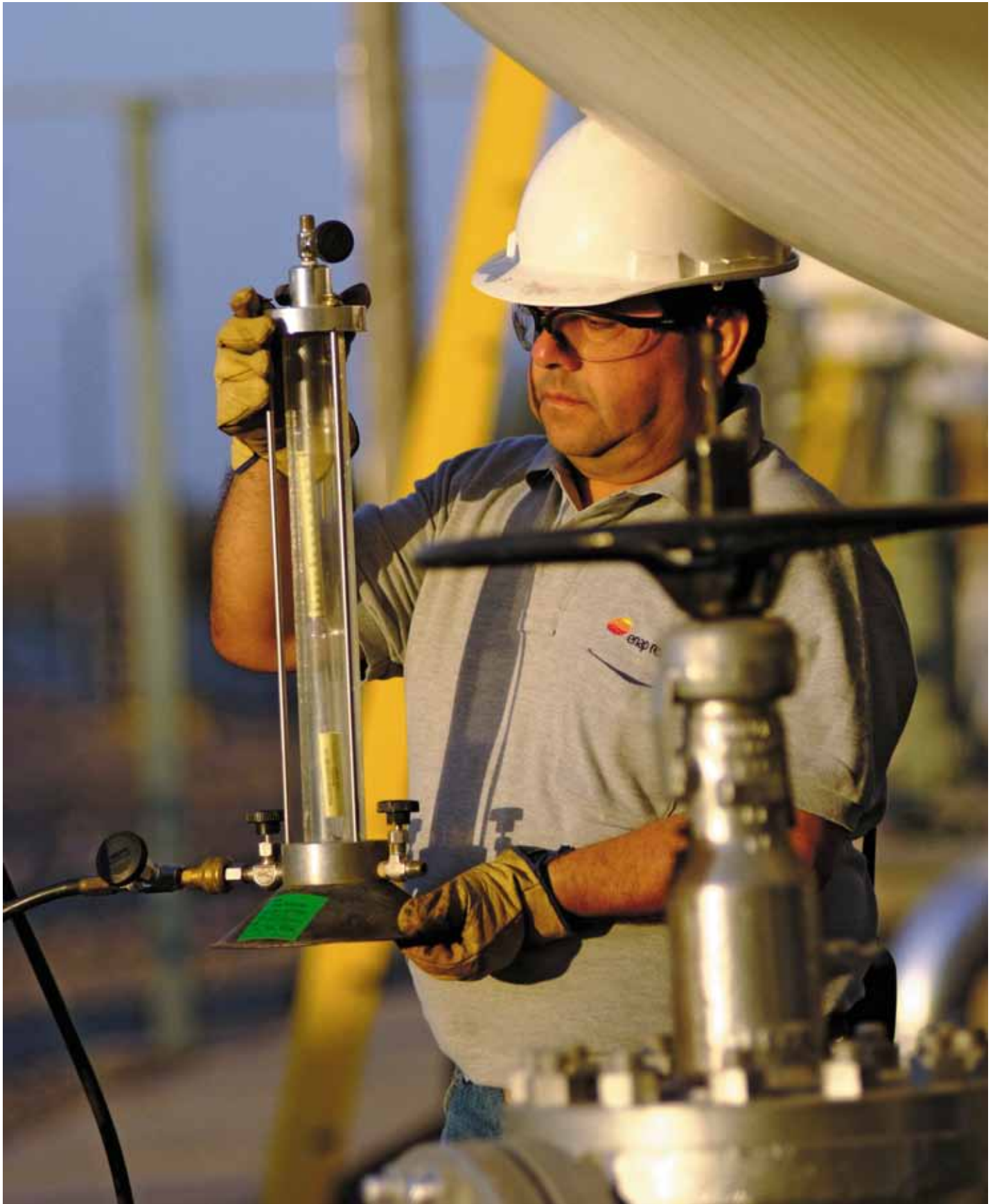
El volumen total de ventas al mercado nacional fue de 14,0 millones de m³, cifra que representa una participación de mercado de 74,8%. Por su parte, las exportaciones alcanzaron a 1,4 millón de m³, cifra que representa el 8,9% del total de productos vendidos por Enap Refinerías.

Filiales y coligadas

El resultado consolidado de MANU Perú, incluyendo su participación en Primax, fue de US\$ 12 millones, cifra superior a los US\$ 6,4 millones logrados en 2008, diferencia que se explica principalmente por el mayor margen bruto.

En tanto, el resultado neto de Primax S.A. en Perú, donde la participación de MANU alcanza el 49%, fue de US\$ 21,2 millones, con un volumen de ventas de 1,7 millón de m³ y una participación de mercado de 23%. Estas cifras son superiores a las alcanzadas el 2008, donde se obtuvo un resultado neto de US\$ 16,5 millones y ventas por 1,6 millón de m³.

Por su parte, la distribuidora Primax en Ecuador, con ventas de 411.000 m³ y una participación de mercado estimada de 19%, alcanzó en 2009 un resultado neto de US\$ 4,1 millón, superando los US\$ 900.000 registrados en 2008.



Estados Financieros Consolidados



PARTICIPACIÓN DE ENAP EN SOCIEDADES

SOCIEDADES COLIGADAS	PARTICIPACIÓN
A & C PIPELINE HOLDING	36,25%
COMPAÑÍA LATINOAMERICANA PETROLERA S.A.	40,0% ¹
EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA S.A.	49,00%
GEOTÉRMICA DEL NORTE S.A.	48,11%
ENERGÍA ANDINA S.A.	40,00%
GASODUCTO DEL PACIFICO (CAYMAN) LTD.	22,80%
GASODUCTO DEL PACIFICO (CHILE) S.A.	25,00%
GASODUCTO DEL PACIFICO (ARGENTINA) S.A.	22,80%
GNL CHILE S.A.	33,33%
GNL QUINTERO S.A..	20,00%
GOLFO DE GUAYAQUIL PETROENAP COMPAÑÍA DE ECONOMÍA MIXTA	40,0% ³
INNERGY HOLDINGS S.A.	25,00%
NORGAS S.A.	42,00%
OLEODUCTO TRASANDINO (CHILE) S.A.	35,83%
OLEODUCTO TRASANDINO (ARGENTINA) S.A.	35,79%
BIOCOMSA S.A.	32,0% ²
FOREENERGY S.A.	40,0% ²
PETROPOWER ENERGÍA LTDA.	15,00% ¹
PRIMAX HOLDING S.A.	49,00% ²
PRIMAX S.A.	49,00% ²
COMPAÑÍA DE HIDROGENO DEL BÍO BÍO S.A.	10,00% ¹
ENERGÍA CONCÓN S.A.	49,00% ¹
ÉTERES Y ALCOHOLES S.A.	41,74% ¹
PETROSUL S.A..	47,39% ¹
PRODUCTORA DE DIESEL S.A.	45,00% ¹

OTRAS SOCIEDADES	PARTICIPACIÓN
ELECTROGAS S.A.	0,01%
INVERSIONES ELECTROGAS S.A.	15,00%
SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.	10,06%
SOCIEDAD NACIONAL MARÍTIMA S.A.	12,97%
TERMINALES MARÍTIMAS PATAGÓNICAS S.A.	13,79% ³

(1) Incluye participación de ENAP y sus filiales.

(2) Participación de la filial Enap Refinerías S.A.

(3) Participación de la filial Enap Sipetrol S.A.

SOCIEDADES COLIGADAS DE ENAP EN 2009

Sociedad	Fecha de constitución	Capital suscrito y pagado	Objeto social	Directorio de la Sociedad				
				Presidente	Vicepresidente	Directores Titulares		Directores Suplentes
A & C PIPELINE HOLDING	22 de diciembre de 1992	MUS\$ 900	Compañía dedicada a la inversión y financiamiento en general. Controla el Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. y el Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Gabriel César Grzona	Claudio Aldana Muñoz	Gabriel César Grzona, Gustavo Chaab, Claudio Aldana Muñoz, Carlos Cabeza Faúndez, Guillermo Rocchetti.		Mariel Augusto, Raúl Ángel Rodríguez, Patricio Véliz Moller, Gastón Schofield Lara, Ricardo Aguirre.
COMPAÑÍA LATINOAMERICANA PETROLERA S.A.	31 de diciembre de 1992	M\$ 3.101.208	Realizar en el extranjero, por cuenta propia o ajena, proyectos de exploración y explotación de petróleo, gas y derivados, así como compra,venta, importación, exportación y comercialización de dichos productos.	Lorenzo Gazmuri Schleyer	No Hay	Lorenzo Gazmuri Schleyer, Arturo Natho Gamboa, Andrés Roberts Coo, Nelson Muñoz Guerrero, Julio Bertrand Planella.		Ramiro Méndez Urrutia, Gonzalo Aspillaga Herrera, Ricardo Budinich Diez, Sergio Azzari Maldonado, Julio Mayanz Csato.
EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA S.A.	5 de enero de 2001	M\$ 7.093.438	Investigación, exploración, desarrollo y explotación de energía geotérmica y todas sus actividades complementarias.	Nelson Muñoz Guerrero	Rafael Sotil Bidart	Valerio Cecchi, Luca Rossini, Rafael Sotil Bidart y Nelson Muñoz Guerrero.		Fernando Ramírez, Nicola Melchiotti, Rodrigo Bloomfield Sandoval y Ali Shakhtur Said.
GEOTÉRMICA DEL NORTE S.A.	29 de diciembre de 2000	M\$ 29.652.246	Investigación, exploración, desarrollo y explotación de energía geotérmica y todas sus actividades complementarias.	Nelson Muñoz Guerrero	Rafael Sotil Bidart	Valerio Cecchi, Luca Rossini, Rafael Sotil Bidart y Nelson Muñoz Guerrero.		Fernando Ramírez, Nicola Melchiotti, Rodrigo Bloomfield Sandoval y Ali Shakhtur Said.
ENERGÍA ANDINA S.A.	20 de octubre de 2008	MUS\$ 15.000	Desarrollo de actividades de investigación y exploración de la energía geotérmica, a través de la realización de estudios, mediciones y demás proyectos de investigación, tendientes a determinar la existencia de fuentes de recursos geotérmicos, sus características físicas y químicas, su extensión geográfica y sus aptitudes y condiciones para su aprovechamiento.	Juan Claro González		Juan Claro González, Ricardo Muhr Munchmeyer, William Hayes, Rodrigo Azócar Hidalgo y Nelson Muñoz Guerrero.		Marcelo Awad, Renán Argandoña Ramos, Nicolás Caussade Coudeu, Julio Bertrand Planella y Lizandro Rojas Galliani.
GASODUCTO DEL PACIFICO (CAYMAN) LTD.	22 de agosto de 1995	US\$ 50.000	Compañía dedicada a la inversión y financiamiento en general. Controla a Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Gabriel León Burgos		Felipe Bahamondez Prieto, José María Eyzaguirre Baeza, Gabriel León Burgos, Eduardo Cabello Correa, Gerardo Cood Schoepke, Carmen Figueroa Deisler, Dante Kogan, Rafael Sotil Bidart y Patricio Véliz Moller.		Paul Miller, Benoit Gauvin, Donald DeGrandis, Roberto Píriz, Andrés Peregallo, Pablo Sobarzo, Eliseo López, Ana Teresita Alonso y Rosa Herrera Martínez.
GASODUCTO DEL PACÍFICO (CHILE) S.A.	7 de agosto de 1995	US\$ 105.841.819	Construcción, propiedad, explotación y operación técnica y comercial de un sistema de ductos para transportar gas natural desde la República Argentina hasta la Octava Región, en Chile, y la realización de toda clase de actividades y asesorías que puedan llevarse a cabo a través de ese sistema de ductos.	Felipe Bahamondez Prieto		Felipe Bahamondez Prieto, José María Eyzaguirre Baeza, Gabriel León Burgos, Eduardo Cabello, Matías Pérez, Gerardo Cood Schoepke, Carmen Figueroa Deisler, Rafael Sotil Bidart y Patricio Véliz Moller.		Paul Miller, Benoit Gauvin, Donald DeGrandis, Roberto Píriz, Pablo Sobarzo, Eliseo López, Andrés Peregallo, Pablo Sobarzo, Eliseo López, Rosa Herrera Martínez y Ana Teresita Alonso.
GASODUCTO DEL PACÍFICO (ARGENTINA) S.A.	25 de agosto de 1995	US\$ 55.396.495	Construcción, propiedad y operación del sistema de gasoducto que se extiende desde la localidad argentina de Loma de la Lata (Prov. de Neuquén), hasta el Paso de Buta Mallín (Prov. de Neuquén) en la frontera argentino-chilena y de sus expansiones e instalaciones accesorias.	Hugo C. Martelli		Benoit Gauvin, Hugo Martelli, Pablo de Rosso, Eduardo Cabello, Marcelo Lamesa, Rodolfo Freyre, Mario Téllez, Dante Kogan, Rafael Sotil Bidart y Claudio Aldana Muñoz.		José María Eyzaguirre Baeza, Gabriel León Burgos, Felipe Bahamondez, Roberto Píriz, Carlos Peebles, Gerardo Cood Schoepke, Carmen Figueroa Deisler, Rosa Herrera Martínez y Ana Teresita Alonso.
GNL CHILE S.A.	16 de noviembre de 2005	MUS\$ 3.026	Contratar los servicios de GNL Quintero S.A. y utilizar toda la capacidad de almacenamiento, procesamiento y regasificación de gas natural licuado, del terminal de regasificación de propiedad de la misma, incluyendo sus expansiones si las hubiere, y cualquier otra materia que la sociedad suscriba para usar el terminal de regasificación.	Rodrigo Azócar Hidalgo		Rodrigo Azócar Hidalgo , Rafael Mateo Alcalá y Eduardo Morandé Montt.		Rosa Herrera Martínez, José Agustín Venegas y Gonzalo Palacios Vásquez.
GNL QUINTERO S.A.	9 de marzo de 2007	MUS\$ 195.882	Desarrollo, financiamiento, diseño, ingeniería, suministro, construcción, puesta en marcha, pruebas, conclusión, operación y mantenimiento de una terminal de regasificación de gas natural licuado (GNL) y sus expansiones, de haberlas.	William Jude Way		William Jude Way, Elizabeth Grace Spomer , Rodrigo Azócar Hidalgo y Eduardo Morandé Montt.		Patricio Silva Barroilhet, Diego Hollweck, Rosa Herrera Martínez, Claudio Iglesias Guillard, Francisco Gazmuri Schleyer.
GOLFO DE GUAYAQUIL PETROENAP COMPAÑÍA DE ECONOMÍA MIXTA	15 de Septiembre de 2008	MUS\$ 100	Desarrollo de las actividades en todas o cualquiera de las fases de la industria petrolera, orientadas a la optima utilización de los hidrocarburos que pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Ecuatoriano, incluyendo la investigación científica, la generación y transferencia de tecnología, para lo cual podrá ejecutar todos los actos y contratos permitidos por la Ley.	Luis Aurelio Jaramillo Arias.		Germán Rebolo, Julio Bertrand, Luis Jaramillo, Francisco Rosero, Julio Gonzales.		Juan Carlos Bonilla, Lupericio Arteaga, Pablo Caicedo, Jaime Vela, Miguel Cordova.
INNERGY HOLDINGS S.A.	23 de enero de 1998	MU\$ 191.513	Participar en sociedades cuyo objeto sea comprar, vender, comercializar y suministrar gas natural, o construir y explotar y operar toda clase de redes de transporte de gas natural. Prestar a sus filiales o a terceros servicios y asesorías gerenciales y administrativas.	Felipe Bahamondez Prieto		Carmen Figueroa Deisler, Matías Pérez Cruz, Gerardo Cood Schopke, Benoit Gauvin, Felipe Bahamondez Prieto, Gabriel León Burgos, Eduardo Cabello Correa, Rafael Sotil Bidart y Patricio Véliz Moller.		Pablo Sobarzo Mierzo, Lorena León Cubillos,Sergio Concha Márquez de la Plata, Paul Miller, Roberto Píriz Simonetti y Rosa Herrera Martínez.
NORGAS S.A.	12 de agosto de 1996	M\$ 2.694.922	Importación, exportación y compra de gas licuado de petróleo y su venta a granel a distribuidores mayoristas en la Primera y Segunda Región del país; y todas las gestiones técnicas y comerciales relacionadas directamente con las operaciones antes dichas.	Luis Felipe Silva Labbé	Ernesto Ramírez Balbontín	Yasna Ross Romero, Ernesto Ramírez Balbontín, Ángel Mafucci Solimano, Luis Felipe Silva Labbé y Carlos Sánchez Nieto.		Gabriel Bauzá Fredes, Mario del Río González, Juan Manuel Santa Cruz Munizaga, Luis Guzmán Suárez y Mario Fernández Astudillo.
OLEODUCTO TRASANDINO (CHILE) S.A.	11 de diciembre de 1992	M\$ 12.384.083	Realizar en forma independiente o asociada a terceros, la construcción y explotación de un oleoducto entre la República de Chile y la República de Argentina y la operación del citado oleoducto dentro de los límites territoriales de la República de Chile.	Hugo Fuentes (S)	Gabriel Grzona	Gabriel César Grzona, Guillermo Rocchetti, Gustavo Chaab y Hugo Fuentes B.		Daniel Rellán, Germán Laría, Raúl Rodríguez y Juan Carlos Gacitúa Bustos.
OLEODUCTO TRASANDINO (ARGENTINA) S.A.	22 de diciembre de 1992	MUS\$ 41.719	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino entre Argentina y Chile, y la operación del mismo dentro de los límites territoriales de la República Argentina.	Gabriel César Grzona	Claudio Aldana Muñoz	Gabriel César Grzona, Gustavo Chaab, Claudio Aldana Muñoz, Carlos Cabeza Faúndez, Guillermo Rocchetti.		Mariel Augusto, Raúl Angel Rodríguez, Patricio Véliz Moller, Gastón Schofield Lara y Ricardo Aguirre.
BIOCOMSA S.A.	18 de agosto de 2009	MUS\$ 173	Investigación y transferencia de tecnologías, para la producción, a partir de material lignocelulósico, de biomasas y su transformación en biocombustibles para la aplicación con hidrocarburos y sus derivados.	Daniel Ibarra Moraga		Pablo Vargas Castro, Juan José Cueto Plaza, Pedro Barría Schulz, Daniel Ibarra Moraga y Manuel Rodríguez Rojas.		Pedro Antonio García Hernández, Pedro Antonio García Eyheremendy, Gerardo Passeron Peters y Javier González Molina.

Ejecutivos principales		VPP ENAP	Ejecutivos de ENAP en coligada	Relaciones comerciales	Actos y contratos celebrados	Proporción de la Inversión sobre el total de activos de ENAP
		36,25%	Claudio Aldana Muñoz, Carlos Cabeza Faúndez, directores titulares; Patricio Véliz Moller, Gastón Schofield Lara, directores suplentes.	No hay relaciones comerciales.		0,002%
Gerente General: Ramón Concha Barrientos		40% ¹	Nelson Muñoz Guerrero, Julio Bertrand Planella, directores titulares; Sergio Azzari Maldonado, Julio Mayanz Csato, directores suplentes.	Socios comerciales en proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en el exterior.	No hay.	0,007%
Gerente General: Oscar Valenzuela; y Gerente Técnico: Martino Pasti.		49%	Rafael Sotil y Nelson Muñoz Guerrero, directores titulares; Rodrigo Bloomfield y Ali Shakhtur, directores suplentes.	Asesorías técnicas y contratos de servicios.	Contrato de asesoría técnica y contrato abierto de servicios.	0,017%
Gerente General: Oscar Valenzuela; y Gerente Técnico: Martino Pasti.		48,11%	Rafael Sotil Bidart y Nelson Muñoz Guerrero, directores titulares; y Rodrigo Bloomfield Sandoval, Ali Shakhtur Said, directores suplentes.	Asesorías técnicas y contratos de servicios.	Contrato de asesoría técnica y contrato abierto de servicios.	0,405%
José Manuel Soffia, Jorge Clavero Ribes		40%	Rodrigo Azócar Hidalgo, Nelson Muñoz Guerrero, directores titulares; y Julio Bertrand Planella y Lizandro Rojas Galliani, directores suplentes.			0,097%
Gabriel León Burgos		22,8%	Rafael Sotil Bidart y Patricio Véliz Moller, directores titulares; y Rosa Herrera Martínez, directora suplente.	No hay relaciones comerciales.		0,004%
Gerente General: Gabriel León Burgos		25,0%	Rafael Sotil Bidart y Patricio Véliz Moller, directores titulares; y Rosa Herrera Martínez, directora suplente.	No hay relaciones comerciales.		0,094%
Gerente General: Gabriel León Burgos		22,8%	Rafael Sotil Bidart y Claudio Aldana Muñoz, directores titulares; y Rosa Herrera Martínez, directora suplente.	No hay relaciones comerciales.		0,118%
Gerente General: Eric Ahumada Gómez		33,33%	Rodrigo Azócar Hidalgo, director; Rosa Herrera Martínez, directora suplente.		Gas Sales Agreement entre Enap Refinerías S.A. y GNL Chile S.A.; SDA entre Enap Refinerías, GNL Chile S.A. y BG LNG Trading.	0,000%
Gerente General: Antonio Bacigalupo		20%	Rodrigo Azócar Hidalgo, director; y Rosa Herrera Martínez, directora suplente.		Contrato de Compraventa, entre ERSA y GNL Quintero; Contrato de Opciones, entre ENAP y GNL Quintero; Contrato de sesión de permisos ambientales, entre ENAP y GNL Quintero; Convenio de autorización de Enap Refinerías a GNL Quintero; Contrato denominado Tua Direct Agreement, entre Enap Refinerías, entre otros, y GNLQuintero; Contrato Marco de Arbitraje; Company Guaranty de ENAP a CB&I ; Second Amendment to Umbrella Arbitration Agreement; Protocolo Operacional en período de fast track .	0,359%
		40%	Julio Bertrand y Germán Reboló, directores Titulares; Lupericio Arteaga; Juan Carlos Bonilla, directores Suplentes.		Memorándum de Entendimiento de Accionistas de la Empresa Golfo de Guayaquil Petroenap Compañía de Economía Mixta, para el Bloque 40, suscrito el 16 de septiembre de 2008.	0,000%
Gerente General: Patricia Palacios M.		25%	Rafael Sotil Bidart y Patricio Véliz Moller, directores titulares; y Rosa Herrera Martínez, directora suplente.	Compra de gas natural, incluyendo servicio de transporte.	Contrato de compra de gas natural.	0,000%
Gerente General: Francisco Javier González Casanova		42%	Yasna Ross Romero, Ernesto Ramirez Balbontín, directores titulares; y Gabriel Bauzá Fredes y Mario del Río González, directores suplentes.	Compra de gas a Granel y servicios varios de transporte.		0,069%
Jaime Pulido Espinosa, Gerente General; Ana Charles Coddou, Gerente de Administración y Finanzas; y Elías Bartulovic M. Gerente Regional		35,83%	Hugo Fuentes, director titular; y Juan Carlos Gacitúa Bustos, director suplente.	Servicio de transporte de crudo, servicios de carga, arriendo de oleoducto y arriendo de estanques de almacenamiento de crudo.	Servicio de alquiler de estanques y cañerías.	0,021%
Gerente General: Mario Leder		35,79%	Claudio Aldana Muñoz y Carlos Cabeza Faúndez, directores titulares; Patricio Véliz Moller y Gastón Schofield Lara, directores suplentes.	No existen relaciones comerciales.		0,073%
Gerente General: Exequiel González Jeria		32% ²	Daniel Ibarra Moraga y Pedro Barría Schulz, directores titulares; Exequiel González Jeria (Gerente General) y Gerardo Passeron Peters, directores suplentes.			0,0014%

SOCIEDADES COLIGADAS DE ENAP EN 2009

Sociedad	Fecha de constitución	Capital suscrito y pagado	Objeto social	Directorio de la Sociedad				
				Presidente	Vicepresidente	Directores Titulares	Directores Suplentes	
FORENERGY S.A.	10 de agosto de 2007	MUS\$ 572	Ejecutar estudios de factibilidad general, técnica, económica, jurídica y financiera, de un proyecto de producción de biodiesel de segunda generación a partir biomasa forestal u otras materias primas de origen nacional.Producción y comercialización de biodiesel de segunda generación a partir de la biomasa forestal, incluyendo determinar la viabilidad y ejecutar el proceso de instalación, construcción y desarrollo de una planta piloto.	Pablo Vargas Castro		Juan José Cueto Plaza, Pablo Vargas Castro, Daniel Ibarra Moraga y Pedro Barriá Schulz.	Pedro Antonio García Hernández, Pedro Antonio García Eyheramendy y Gerardo Passeron Peters.	
PETROPOWER ENERGÍA LTDA.	22 de diciembre de 1992	MUS\$ 70.461	La Sociedad tiene como objetivo la producción de energía y el procesamiento de combustibles, mediante el desarrollo, la construcción y el mantenimiento de la operación y explotación de una planta de coquización retardada, incluyendo una unidad de hidrot ratamiento de una planta de co-generación de energía eléctrica, vapor y agua desmineralizada y de ciertos sistemas de interconexión, así como todas las demas actividades necesarias, complementarias o conducentes al objetivo señalado.			Carlos Cabeza Faúndez, Martín J. Karpenski, John Crider, Ramón Zubizarreta Salvatierra, Jesús Cárdenas, Thierry Desmaris.	Thomas A. Kowalczyk, Jaime Carey, Rohit Chib, Anthony Scerbo, Javier Palencia, Juan Carlos Gacitúa Bustos y Alfonso Yáñez Macías.	
PRIMAX HOLDING S.A.	25 de julio de 2006	US\$ 800	Compra para sí de acciones, participaciones y derechos en otras compañías. De igual manera, la compañía podrá constituirse en la empresa holding o tenedora de acciones, participaciones y derechos de otras empresas, tanto en el Ecuador como en el extranjero.	Marco Antonio; Álvarez Echaiz, Presidente Ejecutivo y Representante Legal		Fernando F. Romero Belismelis; Luis Enrique Romero Belismelis; Rodrigo Azócar Hidalgo, David Jana Bitran y Marco Antonio Álvarez Echahiz (miembro sin voto).	Eduardo Groves Muñoz y Julio Bertrand Planella.	
PRIMAX S.A.	16 de agosto de 2004	MUS\$ 58.880	Desarrollar directa o indirectamente, operaciones de importación, industrialización, almacenamiento, depósito aduanero, autorizado o simple, distribución, transporte, comercialización al por mayor o menor y/o demás operaciones, actividades y servicios vinculados con el sector hidrocarburos, incluyendo gas natural, conforme a lo establecido con la Ley General de Hidrocarburos, sus Reglamentos, y demás disposiciones modificatorias y sustitutorias que se dicten o emitan en el futuro en Perú.	Fernando Feliciano Romero Belismelis		Fernando Feliciano Romero Belismelis; Luis Enrique Romero Belismelis; Rodrigo Azócar Hidalgo, David Jana Bitran.	Eduardo Groves Muñoz y Julio Bertrand Planella.	
COMPAÑÍA DE HIDROGENO DEL BÍO BÍO S.A.	17 de febrero de 2003	MUS\$ 6.597	Construcción y operación de una planta destinada a la producción de hidrógeno, a partir de gas natural y otras cargas.	Ramón Aboitiz Musatadi		Ramón Aboitiz Musatadi, Juan Eduardo Errázuriz Ossa, Naoshi Matsumoto Takahashi, Alejandro Marty Calvo y Walton Cherres Cornejo.	Horacio Pavez García, Norman Hansen Roses, Mario Santander García y Hugo Fuentes Bizama.	
ENERGÍA CONCON S.A.	25 de noviembre de 2002	MUS\$ 22.120	Construcción y operación de un Complejo de Coquización Retardada en terrenos de la Refinería Aconcagua, de propiedad de Enap Refinerías S.A.; prestar a Enap Refinerías S.A. los servicios de procesamiento de fondos de barril de petróleo crudo, para su transformación en productos livianos o, alternativamente, dar a ésta en arriendo sus instalaciones.	Daniel Martínez Bonansco		Daniel Ibarra Moraga, Daniel Martínez Bonansco, Francisco Javier Palencia G., Roberto Hahn W. y José Luis Gutiérrez R.	Mario Cúneo B., Juan Pablo Salinas B., Ramón Zubizarreta S., Miguel Melón Fernández y José Luis Tapia B.	
ÉTERES Y ALCOHOLES S.A.	10 de Marzo del 2000	MUS\$ 6.859	Construcción y operación de una planta de DIPE (di-iso-propil éter), en terrenos de Enap Refinerías S.A. ubicados en Concón, para prestar en forma exclusiva a ésta servicios a sus corrientes de propano-propileno.	Daniel Ramírez Livingston		Daniel Martínez Bonansco, Juan Pablo Salinas B., José Aravena N., Bernardo Zúñiga P. y Roberto Hahn.	Mario Cúneo B., Italo Olivares D., Gerardo Passeron P., Miguel Melón F. y Helmut Muehlemeier.	
PETROSUL S.A.	17 de octubre de 2001	MUS\$ 7.292	Construcción y operación de dos plantas de Enap Refinerías S.A. Una en terrenos ubicados en Concón y otra en terrenos ubicados en Talcahuano, con la finalidad de prestarles en forma exclusiva, a dichas refinerías, servicios de procesamiento de su corriente de gas ácido.	Daniel Ramírez Livingston		Daniel Martínez Bonansco, Juan Carlos Gacitúa Bustos, Hernán Águila F., Roberto Hahn W. y Bernardo Zúñiga P.	Juan Pablo Salinas B., Alfonso Yáñez Macías, José Pérez Q., Miguel Melón F. y Helmut Muehlemeier	
PRODUCTORA DE DIESEL S.A.	15 de enero de 2004	MUS\$ 8.001	Construcción y operación de un complejo destinado a la refinación de productos derivados del petróleo.	Carlos Cabeza Faúndez		José Luis Gutiérrez Rexach; Jan Huss, Juan Carlos Gacitúa Bustos y Alfonso Yáñez Macías.	José Luis Tapia B., Patrick Haas y Hugo Fuentes Bizama.	
OTRAS SOCIEDADES								
ELECTROGAS S.A.	14 de Octubre de 1996	US\$ 21.266.155	Prestar servicios de transporte de gas natural y otros combustibles, por cuenta propia o ajena, para lo cual podrá construir, operar y mantener gasoductos, oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.	Claudio Iglesias Guillard	Juan Eduardo Vásquez Moya	Claudio Iglesias Guillard, Juan Eduardo Vásquez Moya, Rosa Herrera Martínez, Pedro Gatica Kerr, Enrique Donoso Moscoso	Jorge Bernardo Larraín Matte, Ricardo Santibáñez Zamorano, Cristián Morales Jaureguiberry, Juan Oliva Vásquez, Juan Pablo Salinas Barrera	
INVERSIONES ELECTROGAS S.A.	11 de Marzo de 1999	M\$ 12.892.914	El objeto de la sociedad es comprar, vender, invertir y mantener acciones de la Sociedad Anónima cerrada Electrogas S.A.	Claudio Iglesias Guillard	Juan Eduardo Vásquez Moya	Claudio Iglesias Guillard, Juan Eduardo Vásquez Moya, Rosa Herrera Martínez, Pedro Gatica Kerr, Enrique Donoso Moscoso	Jorge Bernardo Larraín Matte, Ricardo Santibáñez Zamorano, Cristián Morales Jaureguiberry, Juan Oliva Vásquez, Juan Pablo Salinas Barrera	
SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S.A.	31 de Mayo de 1957	M\$ 59.575.440	Adquirir, construir, mantener, operar y explotar uno o más oleoductos para transportar, por cuenta de uno o más de sus socios o terceros, gasolina, kerosene, petróleo, otros productos que sean susceptibles de ser conducidos por tales oleoductos. Efectuar, en naves supeptibles o ajenas y por cuenta propia o de terceros, el transporte de crudo y de uno o más de los productos mencionados anteriormente.	Jorge Garnham Abbott		Jorge Garnham Abbott, Juan Piñeiro Pérez, Ricardo Budínich Díez, Juan Juanet Rodríguez, José Odone Odone, Lorenzo Gazmuri Schleyer, Alejandro Alvarez Lorca, David Jana Bitran, Rodrigo Infante Casanello.	Ramiro Méndez Urrutia, Alan Sherwin Lagos, Carlos Lonza Lazo, Juan Carrasco Bau-drand, Héctor Silva Arancibia, Eduardo Navarro Beltrán, Arturo Natho Gamboa, Luis Melo Igrejas Lopez Filho, Gastón Schofield Lara	
SOCIEDAD NACIONAL MARÍTIMA S.A.	01 de Septiem-bre de 2005	MUS\$ 9.281	Transporte de petróleo crudo y sus derivados por vía marítima	Jorge Garnham Abbott		Jorge Garnham Abbott, Dag von Appen Burose, Enrique Ide Valenzuela, José Thomsen Queirolo, Lorenzo Gazmuri Schleyer, David Jana Bitran, Rodrigo Infante Casanello.	Alan Sherwin Lagos, Richard von Appen Lahres, Enzo Rag-gazzone Strelow, Sergio Vial Faúndez, Alejandro Alvarez Lorca, José Odone Odone, Gastón Schofield Lara.	
TERMINALES MARÍTIMAS PATAGÓNÍ-CAS S.A.	6 de Enero de 1994	\$ 14.360.000 Pesos Argentinos	El objeto principal de la sociedad es llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el almacenaje y embarque de hidrocarburos, comprendiendo enunciativamente su recepción, carga, descarga, almacenamiento y despacho de hidrocarburos, y realizar cualquier otra operación complementaria de su actividad que resulte necesaria para facilitar la consecución de su objeto.	Fernando José Villareal	Celestino Antonio Allegretta	Clase A: Fernando José Villarreal, Rodolfo Eduardo Berisso, Marcelo Horacio Bombicini, Liliana Claudia Krinski, Jorge Pedro Jurado, Claudio Hermes Aldana Muñoz. Clase B: Raúl Ángel Rodríguez, Gabriel César Grzona, Ricardo Rubén Montero.	Clase A: Alberto Enrique Gil, Adrián Felipe Pérez, Roberto Héctor Hopson, Marcelo Augusto Moring, Enrique Smi-les, Nelson Muñoz Guerrero. Clase B: Oscar Alberto Oroná, Héctor Hugo Tormo, Pablo Antonio de la Vega.	

(1) Incluye participación de ENAP y sus filiales.
(2) Participación de la filial Enap Refinerías S.A.
(3) Participación de la filial Enap Sipetrol S.A.

Ejecutivos principales		VPP ENAP	Ejecutivos de ENAP en coligada	Relaciones comerciales	Actos y contratos celebrados	Proporción de la Inversión sobre el total de activos de ENAP
	Gerente General: Exequiel González Jeria	40% ²	Pedro Barría Schulz y Daniel Ibarra Moraga, directores titulares; Gerardo Passeron Peters, director suplente; Exequiel González Jeria, Gerente General.			0,005%
	Gerente General: Ramón Zubizarreta Salvatierra	15% ¹	Carlos Cabeza Faúndez, directores titulares; Juan Carlos Gacitúa y Alfonso Yáñez Macías, directores suplentes.	Venta de energía eléctrica, agua, comisión procesamiento coker, derecho de propiedad y garantías.	1) Partners Agreement; 2) Processing Service and Supply Agreement, ambos del 15 de enero 1996; 3) Usufrut and Easement Agreement; 4) Arbitration Agreement, ambos de 7 de febrero de 1996, y 5) Electric Energy Agreement, del 2 de mayo del 2000.	0,188%
	Mario Arze Contreras, Presidente	49% ²	Rodrigo Azócar Hidalgo, David Jana Bitran, directores titulares; Eduardo Groves Muñoz y Julio Bertran Planella, directores suplentes.			0,001%
	Gerente General: Marco Antonio Álvarez Echaiz	49% ²	Rodrigo Azócar Hidalgo , David Jana Bitran, directores titulares; Eduardo Groves Muñoz y Julio Bertran Planella, directores suplentes.	Comprar y recibir productos de Enap Refinerías S.A., para distribuirlos en Perú, a través de la red de Distribuidora Primax S.A.	Contrato de suministro de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos.	0,846%
	Gerente General: Rodrigo González	10% ¹	Walton Cherres Cornejo, director Titular; y Hugo Fuentes Bizama, director suplente.	Servicios de procesamiento para la producción de hidrógeno a partir de gas natural y otras cargas en Enap Refinerías (Bío Bío).	Contratos con Enap Refinerías S.A.: servicios de procesamiento, operación y mantenimiento y comodato de terreno.	Entidad de Propósito Especial
	Gerente General: Fabio de Assis Lobo	49,00%	Daniel Ibarra Moraga y Daniel Martínez Bonansco, Directores Titulares; Mario Cúneo B. y Juan Pablo Salinas B., Directores Suplentes.	Servicio de procesamiento de fondos de barril de petróleo crudo; operación y mantenimiento de las instalaciones del Complejo.	(a) Contrato de Servicios de Procesamiento.(b) Contrato de Operación y Mantenimiento.(c) Contrato de Usufructo.	Entidad de Propósito Especial
	Gerente General: Fabio de Assis Lobo	41,74%	Daniel Martínez Bonansco y Juan Pablo Salinas B., directores titulares; Mario Cúneo B., Gerardo Passeron P. e Italo Olivares D., directores suplentes.	Servicio de procesamiento de materias primas para la producción de DIPE, a Enap Refinerías S.A. Aconcagua.	Contrato de servicios de procesamiento, contrato de comodato y contrato de operación, mantenimiento y administración de la Planta con Enap Refinerías S.A..	Entidad de Propósito Especial
	Gerente General: Fabio de Assis Lobo.	47,39%	Daniel Martínez Bonansco, Juan Carlos Gacitúa Bustos y Hernán Águila F., directores titulares; Juan Pablo Salinas B., Alfonso Yáñez Macías y José Pérez Quilodrán, directores suplentes.	Servicio de procesamiento de corrientes de gas ácido en las refinerías de Aconcagua y Bío Bío, de Enap Refinerías S.A..	Contrato de servicio procesamiento, Contrato de Comodato de Terreno y Contrato de Operación, Mantenimiento y Administración de la Planta con Enap Refinerías S.A..	Entidad de Propósito Especial
	Gerente General: Fabio de Assis Lobo	45,00%	Juan Carlos Gacitúa Bustos y Alfonso Yáñez Macías, directores titulares; Hugo Fuentes Bizama, directores suplentes.	Servicios de procesamiento de gasoil para la producción de diesel en Enap Refinerías Bío Bío.	Contrato de procesamiento con Enap Refinerías S.A.: 1) Procesamiento; 2) Operación y Mantenimiento; y 3) Comodato de terreno.	Entidad de Propósito Especial
	Gerente General: Carlos Andreani Luco, Gerente Operaciones: Jorge González Román	0,01%	Rosa Herrera Martínez, directora; Juan Pablo Salinas Barrera, director suplente.	Transporte de gas y otros servicios y asesorías.	Contrato de transporte de gas y Contrato de Arriendo RAC a Enap refinerías Aconcagua.	
	Gerente General: Carlos Andreani Luco	15,00%	Rosa Herrera Martínez, directora; Juan Pablo Salinas Barrera, director suplente.	No hay relaciones comerciales.	No hay contratos celebrados.	
	Gerente General: Roberto Hetz Vorpahl	10,06%	David Jana Bitran, director; Gastón Schofield Lara, director suplente.	Servicio de transporte de productos por sus oleoductos.	Transporte de productos derivados del petróleo y conexos.	
	Gerente General: Roberto Hetz Vorpahl	12,97%	David Jana Bitran, director; Gastón Schofield Lara, director suplente.	Servicios de fletamento y transporte marítimo.	Contratos de fletamento y conexos.	
	Gerente General: Alfredo Sabatini	13,79% ³	Claudio Aldana Muñoz, director titular; Nelson Muñoz Guerrero, director suplente.			

Capítulo

6

Estados Financieros Consolidados (IFRS)

En marzo de 2009 ENAP completó el proceso de incorporación de las normas IFRS, reportando hacia el final del ejercicio un Ebitda de US\$ 546 millones, cifra que se compara positivamente con este indicador registrado en 2008.

Los costos de explotación disminuyeron en 47%, desde US\$ 12.927 millones a US\$ 6.819 millones, debido principalmente al menor precio del crudo, el cual cayó en 38%, desde un promedio de US\$ 100 por barril en 2008, a un promedio de US\$ 62 por barril en 2009. En tanto, el margen bruto se recuperó desde una pérdida de US\$ 744 millones en 2008, a una utilidad de US\$ 278 millones en 2009.

Al 31 de diciembre de 2009

Informe Auditores Independientes	126
Estados Financieros Consolidados	127
Notas a los Estados Financieros Consolidados	134
Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados	220
Hechos Relevantes Consolidados	231
Estados Financieros resumidos de Filiales	233
Declaración de Responsabilidad de los Directores y del Gerente General	237

S	-	Pesos Chilenos
M\$	-	Miles de pesos chilenos
US\$	-	Dólares estadounidenses
MUS\$	-	Miles de dólares estadounidenses
UF	-	Unidades de Fomento

INFORME AUDITORES INDEPENDIENTES



Deloitte
Auditores y Consultores Limitada
RUT: 80.276.200-3
Av. Providencia 1760
Pisos 6, 7, 8, 9, 13 y 18
Providencia, Santiago
Chile
Fono: (56-2) 729 7000
Fax: (56-2) 374 9177
e-mail: deloittechile@deloitte.com
www.deloitte.cl

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Presidente y Directores
Empresa Nacional del Petróleo

Hemos auditado los estados consolidados de situación financiera de Empresa Nacional del Petróleo y filiales al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el estado consolidado de situación financiera de apertura al 1º de enero de 2008 y los correspondientes estados consolidados integrales de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la Administración de Empresa Nacional del Petróleo. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros, basada en las auditorías que efectuamos. No hemos auditado los estados financieros al 31 de diciembre de 2009 y 2008 y los estados de situación financiera de apertura al 1º de enero de 2008 de ciertas coligadas cuya información financiera refleja activos (pasivos) netos ascendentes a un 2,1%, 0,3% y -0,2% de los correspondientes totales consolidados a dichas fechas y un resultado neto que representan un 37,3% y un 0,4% del total del resultado por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008. Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestro informe aquí presentado en lo que se refiere a las cifras correspondientes a esas sociedades coligadas, está basado únicamente en los informes emitidos por esos auditores.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Empresa, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional del Petróleo y filiales al 31 de diciembre de 2009 y 2008 y al 1º de enero de 2008, los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Enero 29, 2010

Daniel Joignant P.
Rut: 10.732.096-2

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009, 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Y 1 DE ENERO DE 2008
(En miles de dólares)

	Nota N°	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
ACTIVOS				
Activos corrientes:				
Efectivo y equivalentes al efectivo	26	76.806	150.459	138.414
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	15	832.914	851.234	1.179.409
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	24	57.009	48.857	102.992
Inventarios	14	1.060.353	846.597	1.598.480
Activos de cobertura	13	2.824	24.636	25.664
Pagos anticipados		13.625	17.737	22.358
Cuentas por cobrar por impuestos	23	183.510	245.365	350.477
Otros activos		4.368	750	780
Activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta	33	-	17.508	20.766
Total activos corrientes		2.231.409	2.203.143	3.439.340
Activos no corrientes:				
Otros activos financieros		475	417	535
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	15	25.965	20.947	6.701
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	24	12.964	12.648	14.654
Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación	10	128.270	117.957	78.181
Propiedades, planta y equipo, neto	7	2.596.990	2.462.984	2.400.779
Propiedades de inversión	9	2.066	2.072	2.078
Activos por impuestos diferidos	23	473.024	430.636	125.639
Activos de cobertura	13	54.614	252	5.124
Otros activos		33.976	66.703	70.593
Total activos no corrientes		3.328.344	3.114.616	2.704.284
TOTAL ACTIVOS		5.559.753	5.317.759	6.143.624

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS

	Nota N°	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Pasivos corrientes:				
Préstamos que devengan intereses	18	602.509	984.171	248.472
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	29	1.372.576	1.600.916	2.549.856
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	24	27.624	103	1.697
Provisiones	19	99.726	127.971	58.660
Cuentas por pagar por impuestos	23	32.500	134.510	85.182
Otros pasivos		7.338	8.538	6.495
Ingresos diferidos		71	71	71
Pasivos de cobertura	13	8.890	18.446	2.302
Total pasivos corrientes en operación		2.151.234	2.874.726	2.952.735
Pasivos no corrientes:				
Préstamos que devengan intereses	18	2.365.088	1.437.402	1.436.235
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	29	3.744	3.557	3.958
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	24	-	3.686	4.721
Provisiones	19	238.969	351.805	515.807
Pasivos por impuestos diferidos	23	286.175	309.961	112.325
Otros pasivos		1.792	174	188
Ingresos diferidos		427	498	569
Pasivos de cobertura	13	68.484	139.316	24.739
Total pasivos no corrientes		2.964.679	2.246.399	2.098.542
Patrimonio neto atribuible a los controladores:				
Capital emitido	16	1.182.700	1.182.700	932.700
Otras reservas	16	99.336	111.436	134.844
Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	16	(875.814)	(1.109.495)	(20.069)
Patrimonio neto atribuible a los Controladores		406.222	184.641	1.047.475
Participaciones Minoritarias	17	37.618	11.993	44.872
Total patrimonio neto		443.840	196.634	1.092.347
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		5.559.753	5.317.759	6.143.624

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En miles de dólares)

	Nota N°	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Ingresos Ordinarios	20	7.097.503	12.182.732
Costos de Ventas		(6.819.499)	(12.926.900)
Margen Bruto		278.004	(744.168)
Otros Ingresos de Operación		82.655	102.338
Gastos de Administración		(97.333)	(107.348)
Otros Gastos Varios de Operación		(100.211)	(117.427)
Costos Financieros	22	(172.438)	(201.378)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	10	72.687	2.730
Diferencias de Cambio	34	51.575	(129.056)
Otras Ganancias (Pérdidas)		7.792	8.072
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto		122.731	(1.186.237)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	23	31.901	224.085
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuas después de Impuesto		154.632	(962.152)
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	31	45.751	6.647
Ganancia (Pérdida)		200.383	(955.505)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora y Participación Minoritaria (Presentación)			
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora		195.923	(960.360)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria	17	4.460	4.855
Ganancia (Pérdida)		200.383	(955.505)

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En miles de dólares)

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Ganancia (pérdida) del ejercicio	200.383	(955.505)
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto		
Cobertura de Flujo de Caja	(33.912)	(48.965)
Ajustes por Conversión	4.713	(3.163)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	24.649	7.777
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto, Total	(4.550)	(44.351)
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales, Total	195.833	(999.856)
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuibles a		
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuible a los Accionistas Mayoritarios	191.373	(1.004.711)
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuible a Participaciones Minoritarias	4.460	4.855
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales, Total	195.833	(999.856)

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros consolidados

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En miles de dólares)

	Cambios en Capital acciones ordinarias capital en acciones	Cambios en otras reservas					Cambios en resultados retenidos	Cambios en patrimonio neto atribuible a la Sociedad dominante	Cambios en participaciones minoritarias	Total en patrimonio neto
		Reservas para dividendos propuestos	Reservas de conversión	Reservas de revaluación	Reservas de coberturas	Otras reservas varias				
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Nota	16 (b)		16 (c)	16 (c)	16 (c)	16 (c)	16 (d)		17	
Saldo inicial al 01.01.09	1.182.700	-	(75.396)	198.016	(36.251)	25.067	(1.109.495)	184.641	11.993	196.634
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	-	-	4.713	-	(9.263)	-	195.923	191.373	4.460	195.833
Reclasificación de Instrumentos Financieros desde Pasivo hacia Patrimonio Neto										
Transferencias desde Prima de Emisión-										
Transferencias a (desde) resultados retenidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro incremento (decremento) en patrimonio neto	-	-	-	(2.246)		(5.304)	37.758	30.208	21.165	51.373
Cambios en patrimonio	-	-	4.713	(2.246)	(9.263)	(5.304)	233.681	221.581	25.625	247.206
Saldo total al 31.12.09	1.182.700	-	(70.683)	195.770	(45.514)	19.763	(875.814)	406.222	37.618	443.840
Saldo inicial al 01.01.08	932.700	-	(72.233)	198.016	4.937	4.124	(20.069)	1.047.475	44.872	1.092.347
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	-	-	(3.163)	-	(41.188)		(960.360)	(1.004.711)	4.855	(999.856)
Otro incremento (decremento) en patrimonio neto	250.000	-	-	-	-	20.943	(129.066)	141.877	(37.734)	104.143
Cambios en patrimonio	250.000	-	(3.163)	-	(41.188)	20.943	(1.089.426)	(862.834)	(32.879)	(895.713)
Saldo total al 31.12.08	1.182.700	-	(75.396)	198.016	(36.251)	25.067	(1.109.495)	184.641	11.993	196.634

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En miles de dólares)

	Nota N°	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones, Método Directo			
Importes Cobrados de Clientes		8.358.593	15.652.756
Pagos a Proveedores		(7.937.124)	(12.397.110)
Remuneraciones Pagadas		(280.753)	(312.440)
Pagos Recibidos y Remitidos por Impuesto sobre el Valor Añadido		(181.268)	(3.844.348)
Otros Cobros (Pagos)		(39.884)	701.163
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones		(80.436)	(199.979)
Importes recibidos por dividendos clasificados como de operación		8.835	27.956
Pagos por dividendos clasificados como por operaciones		(3.217)	(1.731)
Importes recibidos por intereses recibidos clasificados como de operación		338	74.306
Pagos por intereses clasificados como de operaciones		(12.817)	(176.737)
Importes recibidos por impuestos a las ganancias devueltos		122.207	-
Pagos por impuestos a las ganancias		(116.720)	(116.289)
Otras entradas (salidas) procedentes de otras actividades de operación		82.568	21.165
Flujos en efectivo por (utilizados en) otras actividades de operación		81.194	(171.330)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación		758	(371.309)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión:			
Importes recibidos por desapropiación de propiedades, planta y equipo		-	6.025
Importes recibidos por desapropiación de subsidiarias, neto del efectivo desapropiado			
Importes recibidos por desapropiación de asociadas		3.777	435
Importes recibidos por desapropiación de activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas		69.460	-
Reembolso de anticipos de préstamos en efectivo y préstamos recibidos		23.800	96.877
Otros flujos de efectivo de (utilizados en) actividades de inversión		-	6.205
Importes recibidos por dividendos clasificados como de inversión		-	-
Importes recibidos por intereses recibidos clasificados como de inversión		5.082	-
Incorporación de propiedad, planta y equipo		(486.983)	(407.008)
Pagos para adquirir propiedades de inversión			
Pagos para adquirir activos intangibles			

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En miles de dólares)

	Nota N°	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Pagos para adquirir activos biológicos			
Pagos para adquirir subsidiarias, neto del efectivo adquirido			
Pagos para Adquirir Asociadas		(11.704)	(21.475)
Pagos para Adquirir Negocios Conjuntos, Neto del Efectivo Adquirido			
Préstamos a empresas relacionadas		(9.640)	(59.880)
Préstamos a entidades no relacionadas		(947)	(17.993)
Pagos para adquirir otros activos financieros		(58)	(517)
Otros desembolsos de inversión		(1.898)	(8.664)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión		(409.111)	(405.995)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación:			
Importes Recibidos por Emisión de Instrumentos de Patrimonio Neto		-	252.620
Importes Recibidos por Emisión de Acciones Propias en Cartera			
Obtención de préstamos		2.677.517	1.910.139
Préstamos de entidades relacionadas		10.317	-
Ingresos por otras fuentes de financiamiento		5.099	-
Pagos de préstamos		(2.282.614)	(1.344.325)
Reembolso de Otros Pasivos Financieros			
Reembolso de Pasivos por Arrendamientos Financieros		(1.921)	-
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(3.194)	-
Pagos por Intereses Clasificados como Financieros		(75.060)	(29.085)
Pagos por Dividendos a Participaciones Minoritarias			
Pagos de Dividendos por la Entidad que Informa			
Otros Flujos de Efectivo de (Utilizados en) Actividades de Financiación			
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación		330.144	789.349
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo		(78.209)	12.045
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo		4.556	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	26	150.459	138.414
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	26	76.806	150.459

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

(En miles de dólares)

1. INFORMACIÓN GENERAL

La Empresa Nacional del Petróleo (en adelante ENAP), es la matriz del grupo de empresas a que se refieren los presentes estados financieros consolidados.

Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N°783. De acuerdo con lo anterior, la Empresa se encuentra sujeta a las normas de la citada Superintendencia.

ENAP, fue creada por la Ley 9.618, de fecha 19 de junio de 1950, y es de propiedad del Estado de Chile, cuyo giro es la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.

2. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

La actividad principal, de acuerdo con dicha Ley y modificaciones posteriores, es la exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos, actividad que está facultada para desarrollarse dentro y fuera del territorio nacional. Es la Matriz de las filiales: Enap Refinerías S.A., Enap Sipepetrol S.A., Petro Servicio Corp. S.A. y Gas de Chile S.A., además, posee una sucursal en la República Argentina y en la República de Ecuador y de otras sociedades de propósito especial incluidas en nota N° 32.

La filial Enap Refinerías S.A. ("ERSA") refina el petróleo crudo nacional que adquiere a ENAP y adquirido a proveedores extranjeros. El financiamiento de las importaciones de crudo y productos, es realizado por ENAP, mediante el pago que efectúa directamente a los proveedores. Además, presta servicios de recepción y almacenamiento de hidrocarburos, a través de terminales y estanques.

Las sociedades directas Petro Servicio Corp. S.A. y Enap Sipepetrol S.A. realizan fuera del territorio nacional una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

Enap Sipepetrol S.A. posee sucursales en Egipto y Venezuela (ésta última sin actividad económica), y filiales en Argentina, Inglaterra, Ecuador, Uruguay y sus negocios conjuntos descritos en cuadro de nota N° 11.

Enap Sipepetrol (UK) Limited (Reino Unido), se encuentra en proceso de cierre de sus operaciones, el cual se espera concluir en el transcurso del año 2010. Enap Sipepetrol S.A. tiene un 100% de participación en el capital social.

La filial Enap Refinerías S.A., es una sociedad anónima cerrada, inscrita voluntariamente en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N°833 con fecha 25 de junio de 2004.

La filial Enap Sipepetrol S.A., es una sociedad anónima cerrada, inscrita voluntariamente en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N°1005 con fecha 23 de junio de 2008.

3. RESUMEN DE PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS

3.1 Principios contables

Los presentes estados financieros consolidados, se presentan en miles de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por ENAP y Filiales y han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standard Board (en adelante "IASB"), y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 8 de Febrero de 2010.

Los estados consolidados de situación financiera NIIF preliminar al 31 de diciembre de 2008 y el estado de situación financiera consolidado de apertura al 1 de enero de 2008, han sido preparados exclusivamente para ser utilizados por la administración de la Sociedad como parte del proceso de conversión de la misma a Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") para el año que termina el 31 de diciembre de 2009.

Los estados financieros consolidados de ENAP y filiales al 31 de diciembre de 2008, los cuales fueron emitidos por la sociedad con fecha 6 de febrero de 2009, fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile, los cuales fueron considerados como los principios de contabilidad previos, tal como es definido en la NIIF 1, para la preparación del estado consolidado de situación preliminar NIIF. Los principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile difieren en ciertos aspectos de las NIIF.

Estos estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera del Grupo ENAP al 31 de diciembre de 2009, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por el período terminado en esa fecha.

La preparación de los presentes estados financieros consolidados en conformidad con NIIF requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración del Grupo ENAP. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la administración sobre los montos reportados, eventos o acciones.

Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados es de responsabilidad de la Alta Administración del Grupo ENAP.

En los presentes estados financieros consolidados se han utilizado estimaciones realizadas por la Administración del Grupo ENAP y de las entidades consolidadas para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Estas estimaciones se explican con mayor detalle en la Nota N°6, y se refieren a:

- > Deterioro de activos
- > Vidas útiles de la propiedad planta y equipos
- > Reservas de crudo y gas

- Valor razonable de los instrumentos derivados y otros instrumentos financieros
- Provisiones por litigios y otras contingencias
- Cálculo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos

Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, sin embargo, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios; lo que se haría, conforme a lo establecido en la NIC 8, de forma prospectiva reconociendo los efectos del cambio de estimación en las correspondientes cuentas de pérdidas y ganancias.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros consolidados. Tal como lo requiere NIIF 1, estas políticas han sido definidas en función de las NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2009, y han sido aplicadas de manera uniforme a todos los ejercicios que se presentan en estos estados financieros consolidados.

a) Bases de preparación y período - Los presentes estados financieros consolidados del Grupo ENAP comprenden el estado de situación financiera y estado de cambios en el patrimonio al 1 de enero de 2008, (fecha de la transición), 31 de diciembre de 2008, y 31 de diciembre de 2009 y los estados de resultados, y de flujo de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008, y han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), las que han sido adoptadas en Chile bajo denominación: Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales.

b) Bases de consolidación - Los estados financieros consolidados de ENAP ("la matriz" y sus filiales) incluyen los activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de caja después de eliminar las transacciones entre compañías.

(i) Filiales

Las filiales (incluyendo las entidades de propósito especial EPE) son aquellas sobre las que ENAP ejerce, directa o in-

directamente su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras de una empresa para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la propiedad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad. Asimismo, se consolidan por este método aquellas entidades en las que, a pesar de no tener este porcentaje de participación, se entiende que sus actividades se realizan en beneficio de la sociedad, estando ésta expuesta a la mayoría de los riesgos y beneficios de la entidad dependiente.

A la hora de evaluar si el Grupo ENAP controla a otra entidad se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercidos. Las filiales se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control al Grupo, y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

En cuadro adjunto, se detallan las sociedades filiales directas e indirectas (incluidas las Entidades de Propósito Especial "EPE"), que han sido consolidadas por el Grupo ENAP.

SOCIEDAD	DOMICILIO	RELACIÓN CON MATRIZ	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA		
			31.12.09	31.12.08	01.01.08
Enap Refinerías S.A.	Chile	Filial directa	99,98%	99,98%	99,96%
Petro Servicios Corp. S.A. (Argentina)	Argentina	Filial directa	100,00%	100,00%	100,00%
Enap Sipetrol S.A.	Chile	Filial directa	100,00%	100,00%	100,00%
Enap Sipetrol Argentina S.A. (Filial de Enap Sipetrol S.A.)	Argentina	Filial indirecta	100,00%	100,00%	100,00%
Enap Sipetrol (UK) Limited (Filial de Enap Sipetrol S.A.)	Reino Unido	Filial indirecta	100,00%	100,00%	100,00%
Sipetrol International S.A. (Uruguay) (Filial de Enap Sipetrol S.A.)	Uruguay	Filial indirecta	100,00%	100,00%	100,00%
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador (filial de Enap Sipetrol S.A.)	Ecuador	Filial indirecta	100,00%	100,00%	100,00%
Manu Perú Holdings S.A. (Filial de Enap Refinerías S.A.)	Perú	Filial indirecta	100,00%	100,00%	100,00%
Compañía Hidrógeno del Bío-Bío S.A.	Chile	Entidad de propósito especial	10,00%	10,00%	10,00%
Energía Concón S.A. (Enercon)	Chile	Entidad de propósito especial	49,00%	49,00%	49,00%
Éteres y Alcoholes S.A. (Etalsa)	Chile	Entidad de propósito especial	41,74%	41,74%	41,74%
Petrosul S.A.	Chile	Entidad de propósito especial	47,39%	47,39%	47,39%
Productora Diesel S.A. (Prodisa)	Chile	Entidad de propósito especial	45,00%	45,00%	45,00%
Gas de Chile S.A. (a)	Chile	Filial directa	100,00%	0,00%	0,00%

(a) Con fecha de 17 de junio de 2009 se compró el 50% restante de Gas de Chile S.A., a través de ENAP y Enap Refinerías S.A. (5%), sociedad que a partir de junio de 2009, ENAP la está consolidando.

ii) Negocios conjuntos

Se consideran entidades de Control Conjunto aquellas en las que la situación descrita en el punto anterior i), se produce debido al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos.

Los negocios conjuntos se consolidan aplicando la consolidación proporcional, que supone la inclusión en los estados financieros consolidados de la parte proporcional de los activos, pasivos, gastos e ingresos de estas sociedades en función de la participación del Grupo ENAP sobre las mismas. Se entiende por negocios conjuntos aquellos en los que existe control conjunto, que se produce únicamente cuando las decisiones estratégicas de las actividades, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a los negocios conjuntos se presentan en el estado de situación financiera consolidada y en el estado de resultados integrales consolidados de acuerdo con su naturaleza específica.

iii) Coligadas o asociadas

Se consideran entidades coligadas o asociadas a aquellas sobre las cuales el Grupo ENAP está en posición de ejercer una influencia significativa, pero no un control ni control conjunto, por medio del poder de participar en las decisiones sobre sus políticas operativas y financieras. Según el método del valor patrimonial, la inversión en una coligada se registrará inicialmente al costo y su valor de libros se incrementará o disminuirá para reconocer la porción que corresponde al inversionista en la utilidad o pérdida obtenida por la entidad en que mantiene la inversión, después de la fecha de adquisición. El inversionista reconocerá, en su utilidad o pérdida, la participación que le corresponda en dicha utilidad o pérdida. Esto exige registrar la inversión en un comienzo al costo para el Grupo ENAP y luego, en periodos posteriores, ajustar el valor libro de la inversión para reflejar la participación del Grupo ENAP en los resultados de la asociada, menos

el deterioro del menor valor y otros cambios en los activos netos de la asociada.

El resultado neto obtenido en cada ejercicio por estas sociedades se refleja en el estado de resultados integrales consolidados como "Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas contabilizadas por el método de la participación".

Las pérdidas de las sociedades asociadas atribuidas al inversor que superen el interés de éste en dichas asociadas no se reconocen, a no ser que exista por parte del Grupo ENAP obligación de cubrir las mismas.

iv) Sucursal

Se consideran Sucursales a aquellas extensiones de la misma compañía creadas con el propósito de abarcar mercados ubicados fuera de la localidad en la que se encuentra la casa matriz. Desde el punto de vista jurídico, la principal característica de las sucursales es que son parte integrante de la casa matriz. El concepto de sucursal supone dependencia económica y jurídica de la principal, y existe titularidad de una misma persona jurídica con tratamiento legal unitario. Ostenta el mismo nombre, mantiene la unidad de empresa, no tiene capital propio ni responsabilidad separada, aunque dentro de las relaciones internas esté investida de una relativa autonomía administrativa.

v) Entidad de Propósito Especial ("EPE")

Se considera una Entidad de Propósito Especial ("EPE"), a una organización que se construye con un propósito o duración limitada. Frecuentemente estas EPE, sirven como organizaciones intermediarias. De alguna manera estas organizaciones cumplen con el rol de aislar el riesgo financiero. De esta forma aunque el Grupo ENAP posea una participación inferior al 50% en Energía Con-Con S.A. (en adelante "Enercon"), Éteres y Alcoholes S.A. (en adelante "Etalsa"), Petrosul S.A. (en adelante "Petrosul"), Productora Diesel S.A. (en adelante "Prodisa") y Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A. (en adelante "CHBB"), tienen la consideración de "Sociedades

Filiales", ya que el Grupo ENAP, directa o indirectamente, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, ejerce el control de las citadas sociedades.

También se ha reconocido el interés minoritario que corresponde al porcentaje de participación de terceros en la Sociedades Filiales.

Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo ENAP y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo ENAP posee en éstas últimas.

Los principios y procedimientos de contabilidad utilizados por las sociedades del Grupo ENAP se han homogenizado con los de la Matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados en base a normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades dependientes cuya moneda funcional es distinta a la moneda de presentación, se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- (a) Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
- (b) Las partidas del estado de resultados utilizando el tipo de cambio medio del período.
- (c) El patrimonio neto se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ajustes por conversión" dentro del Patrimonio Neto.

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al dólar, las diferencias de cambio diferidas como un componente de patrimonio neto, relacionadas con esa sociedad, se reconocen en la

cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce el resultado derivado de dicha enajenación.

Los resultados de los negocios adquiridos durante el período se imputan a los estados financieros consolidados desde la fecha efectiva de adquisición; los resultados de los negocios vendidos durante el período se incluyen en los estados financieros consolidados para el período hasta la fecha efectiva de enajenación. Las ganancias o pérdidas de la enajenación se calculan como la diferencia entre los ingresos obtenidos de las ventas (netos de gastos) y los activos atribuibles a la participación que se ha vendido.

vi) Otras Inversiones

Corresponden a inversiones no contabilizadas bajo afiliadas, asociadas ni negocios conjuntos que son registradas según lo señalado en nota 3.n.ii – Activos financieros corrientes y no corrientes.

c. Moneda funcional - La moneda funcional para cada entidad del Grupo ENAP se ha determinado como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se han convertido a la tasa de cambio vigente a la fecha de la transacción. Los activos y pasivos monetarios expresados en monedas distintas a la funcional se han convertido a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se han incluido en las utilidades o pérdidas netas del año dentro de otras partidas financieras.

La moneda funcional y de presentación del Grupo ENAP es el dólar estadounidense. En la consolidación, las partidas del estado de resultados integrales correspondientes a entidades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense se han convertido a esta última moneda a las tasas de cambio promedio. Las partidas del estado de situación financiera se han convertido a las tasas de cambio de cierre. Las diferencias de cambio por la conversión de los activos netos de dichas entidades se han reconocido con cargo o abono a patrimonio

formando parte de los cambios en otra reserva de conversión.

d. Bases de conversión - Los activos y pasivos en pesos chilenos, en unidades de fomento y otras monedas, han sido traducidos a dólares a los tipos de cambio vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, de acuerdo al siguiente detalle:

	31.12.2009 US\$	31.12.2008 US\$	01.01.2008 US\$
Pesos Chilenos	507,10	636,45	496,89
Pesos Argentinos	3,80	3,45	3,15
Libra Esterlina	0,62	0,69	0,5
Unidad de fomento	0,02	0,03	0,03
Euro	0,70	0,71	0,68

e. Compensación de saldos y transacciones - Como norma general en los estados financieros no se compensan ni los activos y pasivos, ni los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

Los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma o interpretación, contemplan la posibilidad de compensación y el Grupo ENAP tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea, se presentan netos en la cuenta de resultados.

f. Moneda extranjera - Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en “moneda extranjera”, y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos del estado de situación financiera de las partidas monetarias en moneda extranjera se valorizan al tipo de cambio vigente a dicha fecha, y las diferencias de cambio que surgen de tal valoración se registran en los estados financieros de resultados integrales.

Las diferencias de cambio resultantes de las operaciones de financiación a largo plazo que formen parte de la inversión neta en una sociedad extranjera, se contabilizan en la línea “Reservas de conversión”, dentro del patrimonio de los estados de situación consolidados adjuntos.

g. Propiedades, planta y equipo - Los bienes de propiedades, planta y equipo son registrados al costo, excluyendo los costos de mantención periódica, menos depreciación acumulada, menos pérdidas por deterioro de valor.

El costo de los elementos de propiedades, planta y equipo comprende su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento según lo previsto por la gerencia y la estimación inicial de cualquier costo de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta.

Adicionalmente, se considerará como costo de los elementos de propiedades, planta y equipo, los costos por intereses de la financiación directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso o venta.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Cabe señalar, que algunos elementos de propiedades, plantas y equipos del Grupo ENAP requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución son reconocidos separadamente del resto del activo y con un nivel de desagregación que permita amortizarlos en el período que medie entre la actual y hasta la siguiente reparación.

Las operaciones de Exploración y Producción de Hidrocarburos se registran de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos (successful-efforts). El tratamiento contable de los diferentes costos incurridos bajo este método es el siguiente:

- Los costos originados en la adquisición de nuevos derechos o participaciones en áreas con reservas probadas y no probadas se capitalizan en el rubro Propiedades, Plantas y Equipos.
- Los costos originados en la adquisición de participaciones en áreas de exploración se capitalizan a su precio de compra y se amortizan con cargo a resultados de acuerdo con el criterio señalado en el rubro Costos de exploración. En el caso que no se encuentren reservas, estos valores previamente capitalizados, son registrados como gasto en resultados. Cuando el resultado es positivo en la exploración, es decir, existe un descubrimiento comercialmente explotable, los costos se presentan en el rubro Propiedad planta y equipos, a su valor neto contable en el momento que así se determine. Los pozos se clasifican como comerciales únicamente si se espera que generen un volumen de reservas suficiente para justificar su desarrollo comercial.
- Los costos de exploración, anterior a la perforación, como los gastos de geología y geofísica, costos asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y los otros costos relacionados con la exploración se cargan a resultados en el momento en que se incurren.
- Los costos de perforación incurridos en las campañas exploratorias, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, planta y equipos, pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, estos costos inicialmente capitalizados son cargados en resultados.

Los costos de perforación de pozos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades plantas y equipos

- Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenamiento de petróleo y gas (incluyendo costos de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora

de recuperación, etc.) se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, plantas y equipos.

- Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos están calculados, campo por campo y se capitalizan por su valor. Esta capitalización se realiza con abono al rubro provisiones no corrientes.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- a) Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.
- b) Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos anualmente, o antes si existiera un indicio de deterioro y, de producirse un deterioro, éste se reconoce con cargo a resultados.
- c) Los costos originados en perforaciones y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento, en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos con su valor neto contable.

Cualquier registro o reverso de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación,

se registra con cargo o abono a resultados según corresponda.

Para la identificación de las inversiones de naturaleza medioambiental, cuya finalidad es la de minimizar los impactos medioambientales, la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza, las políticas y las actividades desarrolladas, de acuerdo con criterios técnicos relativos a esta materia, generalmente se consideran fuentes doctrinarias las directrices emitidas por el American Petroleum Institute (API).

h. Depreciación - Los elementos de propiedades, planta y equipo, excepto aquellos relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución del costo de adquisición de los activos menos el valor residual estimado entre los años de vida útil estimada financiera de los elementos. A continuación se presentan los principales elementos de propiedad, planta y equipo y años de vida útil:

	Vida útil años
Edificios	30 y 50
Plantas y Equipos:	
Plantas	10 y 15
Equipos	10 y 18
Equipos de tecnología de la información	4 y 6
Instalaciones fijas y accesorios	10 y 20
Vehículos de motor	7
Mejoras de bienes arrendados:	
Edificaciones	10
Inversiones en exploración y producción	Cuota de agotamiento
Otras propiedades de planta y equipo	3 y 20

Para aquellos elementos de propiedades, planta y equipo relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, la amortización se calcula según el método de unidades de producción (cuotas de agotamiento).

El valor residual y la vida útil de los elementos de activos fijos se revisan anualmente y su depreciación

comienza cuando los activos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida, y por lo tanto, no son objetos de depreciación.

El Grupo ENAP evalúa, al menos anualmente, la existencia de un posible deterioro de valor de los activos de propiedades, plantas y equipos.

i. Propiedades de inversión - El rubro "Propiedades de Inversión" incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

j. Menor valor - Corresponde a la diferencia positiva existente entre el precio pagado en la adquisición de sociedades y el valor razonable de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de las sociedades adquiridas a la fecha de compra.

Los menores valores no se amortizan y, de acuerdo con lo establecido por la NIIF 3, se valorizan posteriormente por su costo menos las pérdidas de valor acumuladas.

k. Activos intangibles - Los activos intangibles adquiridos separadamente son medidos al costo en el reconocimiento inicial. Después del reconocimiento inicial, los activos intangibles son registrados al costo menos cualquier amortización acumulada y cualquier pérdida acumulada por deterioro.

Las vidas útiles de los activos intangibles son señaladas como finitas e indefinidas. En el caso de los activos intangibles con vida útil indefinida anualmente se realiza la prueba de deterioro de valor, ya sea individualmente o a nivel de unidad generadora de efectivo ("UGE").

l. Activos no corrientes y Operaciones discontinuas - Los activos no corrientes y operaciones discontinuadas se clasifican como disponibles para la venta si su importe en libros se recupera a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos. Esta condición se considera cumplida únicamente cuando la venta es altamente probable y el activo está disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta se considera altamente probable si previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación.

Estos activos se presentan valorados por el menor importe entre el valor en libros y el valor razonable menos el costo de venta.

m. Deterioro del valor de los activos no financieros - Los activos intangibles que tienen una vida útil indefinida y los menores valores, no están sujetos a amortización y se deben someter anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor.

Los activos sujetos a amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que exista evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, el importe en libros no puede ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costos para la venta y su valor en uso.

A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo).

Los activos no financieros, distintos del menor valor, que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de estado de situación financiera por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

Los activos sobre los cuales se aplica la metodología anteriormente descrita, son los siguientes:

- Activos fijos relacionados con las operaciones de producción y exploración de hidrocarburo
- Menores valores
- Activos intangibles
- Inversiones en sociedades filiales

n. Activos financieros - Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo.

Las inversiones en valores negociables se registran inicialmente al costo y posteriormente su valor se actualiza con base en su valor de mercado (valor justo).

Las inversiones en acciones se encuentran contabilizadas a su valor razonable, los resultados obtenidos se encuentran registrados en otros ingresos de operación.

(i) Préstamos y cuentas por cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde de la fecha del balance, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

(ii) Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento

Los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento son activos financieros no derivados con

pagos fijos o determinables y vencimiento fijo, que la administración del Grupo. La Sociedad tiene la intención positiva y la capacidad de mantener hasta su vencimiento. Si la Grupo vendiese un importe que no fuese insignificante de los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, la categoría completa se reclasificaría como disponible para la venta. Estos activos financieros se incluyen en activos no corrientes, excepto aquéllos con vencimiento inferior a 12 meses a partir de la fecha del Estado de Situación Financiera, que se clasifican como activos corrientes.

(iii) Activos financieros disponibles para la venta

Los activos financieros disponibles para la venta son activos financieros no derivados que se designan específicamente en esta categoría, o no que no son clasificados en ninguna de las otras categorías. Se incluyen en activos no corrientes a menos que la administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha del Estado de Situación Financiera.

(iv) Deterioro de activos financieros

Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor razonable 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.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor libro del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. Las inversiones financieras del Grupo ENAP 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.

Reconocimiento y medición de activos financieros

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que el Grupo se compromete a adquirir o vender el activo.

Las inversiones se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no llevados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados. Las inversiones se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y el Grupo ha trasladado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable (con contrapartida en patrimonio y resultados, respectivamente). Los préstamos y cuentas por cobrar, y los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento se registran por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las ganancias y pérdidas que surgen de cambios en el valor justo de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados en el ejercicio en el que se producen los referidos cambios en el valor justo. Los ingresos por dividendos de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos de operación cuando se ha establecido el derecho del Grupo a percibir los pagos por los dividendos.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera clasificados como disponibles para la venta son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado

del título y otros cambios en el importe en libros del mismo. Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del ejercicio y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio neto, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de otros resultados integrales. Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados, se presentan como parte de la ganancia o pérdida en el valor razonable. Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como activos financieros disponibles para la venta, se incluyen en el patrimonio neto en la cuenta de reserva correspondiente, y son reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de otros resultados integrales.

Cuando el valor de un título clasificado como disponible para la venta se vende o su valor se deteriora, los ajustes acumulados por fluctuaciones en su valor razonable reconocidos en el patrimonio se reclasifica al estado de resultados.

Los intereses que surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos ordinarios. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos de operación cuando se ha establecido el derecho del Grupo a percibir el pago de los dividendos.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (y para los títulos que no cotizan), el Grupo establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, la referencia a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados, y modelos de fijación de precios de opciones haciendo un uso máximo de información del mercado y confiando lo menos posible en información interna específica del

Grupo. En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

El Grupo evalúa en la fecha de cada Estado de Situación Financiera si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, para determinar si los títulos han sufrido pérdidas por deterioro se considerará si ha tenido lugar 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 se elimina del patrimonio neto y se reconoce en el estado de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través del estado de resultados.

o. Instrumentos financieros derivados y de cobertura

- Los contratos de derivados suscritos por el Grupo ENAP, corresponden principalmente a contratos forward de moneda y swaps de tasa de interés, para cubrir sus riesgos asociados con fluctuaciones en las tasas de interés y de tipo de cambio, y a opciones Zero Cost Collar, todos ellos corresponden a contratos de cobertura, por lo que los efectos que se originen producto de los cambios en el valor justo de este tipo de instrumentos, se registrarán en activos y pasivos de coberturas, siempre y cuando la cobertura de esta partida haya sido declarada como efectiva de acuerdo a su propósito de cobertura. La correspondiente utilidad o pérdida no realizada se reconocerá en resultados del ejercicio sólo en aquellos casos en que los contratos son liquidados o dejan de cumplir con las características de un contrato de cobertura.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el

contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. El Grupo actualmente mantiene sólo instrumentos designados como coberturas del valor razonable de pasivos reconocidos (cobertura del valor razonable) coberturas de un riesgo concreto asociado a un pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo).

El valor justo de los contratos forward de moneda es calculado en referencia a los tipos de cambio forward actuales de contratos con similares perfiles de vencimiento. El valor justo de los contratos swap de tasa de interés es determinado en referencia a los valores de mercado de instrumentos similares.

El valor razonable total de los derivados de cobertura se clasifica como un activo o pasivo no corriente si el vencimiento restante de la partida cubierta es superior a 12 meses y como un activo o pasivo corriente si el vencimiento restante de la partida cubierta es inferior a 12 meses.

(i) Coberturas de flujos de efectivo

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en el patrimonio a través del estado de otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se reclasifican al estado de resultados cuando la partida cubierta afecta los resultados (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo existencias o activos fijos), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio neto se reclasifican como parte del costo inicial del activo. Los montos

diferidos son finalmente reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias, o en la depreciación, si se trata de activos fijos.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio neto a esa fecha permanece en el patrimonio neto y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espera que no se produzca una transacción proyectada, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere al estado de resultados.

(ii) Derivados implícitos

El Grupo ENAP evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos de instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté contabilizado a valor razonable. Los derivados implícitos son separados del contrato principal, que no es medido a valor justo a través de resultado, cuando el análisis muestra que las características económicas y los riesgos de los derivados implícitos no están estrechamente relacionados con el contrato principal.

p. Reconocimiento de ingresos y gastos - Los ingresos por ventas y servicios son reconocidos por el Grupo ENAP, cuando los riesgos relevantes y beneficios de la propiedad de los productos son transferidos al comprador y los productos son entregados en la ubicación acordada. Los ingresos son medidos al valor justo de la consideración recibida o por recibir y representa los montos a recibir por los servicios provistos en el curso normal de los negocios, neto de los descuentos e impuestos relacionados.

El Grupo ENAP reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos puede ser valorado de manera fiable, y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir al Grupo, según se describe a continuación:

(i) Ventas de bienes: Los ingresos por ventas de bienes se reconocen cuando el Grupo ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente de cumplirse que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar hasta que los productos se han enviado al lugar indicado por el comprador, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente, y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el período de aceptación ha finalizado, o bien el Grupo ENAP tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para la aceptación. Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de la venta. Se presume que no existe un componente de financiación significativo, debido a que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido, lo que está en línea con la práctica habitual del mercado.

ii) Ventas de servicios: Los ingresos por ventas de servicios se reconocen en función del método del grado de avance. Según este método, los ingresos se reconocen generalmente en función de los servicios prestados a la fecha como un porcentaje sobre los servicios totales a prestar.

iii) Ingresos por dividendos: Los dividendos son reconocidos cuando el derecho del Grupo ENAP de recibir el pago queda establecido.

iv) Ingresos por intereses: Los intereses son reconocidos usando el método del tipo de interés efectivo.

v) Ingresos diferidos: Los ingresos diferidos corresponden a valores percibidos anticipadamente en virtud de un contrato de usufructo suscrito. Estos ingresos se amortizan linealmente con abono a resultados sobre base devengada.

vi) Gastos: Los gastos se reconocen cuando se produce la disminución de un activo o el incremento de un pasivo que se puede medir en forma fiable.

q. Existencias - Las materias primas, productos en proceso, productos terminados y materiales, están valorizados inicialmente al costo. Posteriormente al reconocimiento inicial, se valorizan al menor entre el valor neto realizable y el costo. El Grupo ENAP utiliza el método FIFO como método de costeo para los productos en existencia y para los materiales utiliza el método del Precio Promedio Ponderado.

El valor neto realizable, representa la estimación del precio de venta al cierre del ejercicio menos todos los costos estimados de terminación y los costos que serán incurridos en los procesos de comercialización, ventas y distribución.

r. Provisión de beneficios al personal - Los costos asociados a los beneficios contractuales del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el año, son cargados a resultados en el período en que se devengan.

Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicios surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo suscritos con los trabajadores del Grupo la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de la empresa. El Grupo reconoce el costo de beneficios del personal de acuerdo a cálculo actuarial, según lo requiere NIC 19 "Beneficios del personal" el que incluye variables como la expectativa de vida, incremento de salarios, etc. Para determinar dicho cálculo se ha utilizado una tasa de descuento del 5,5% anual.

s. Provisiones y pasivos contingentes - Corresponden a obligaciones presentes, legales o asumidas, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe y oportunidad se pueden estimar fiablemente.

Los pasivos contingentes, son obligaciones surgidas a raíz de sucesos pasados, cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no, de eventos fuera del control de la empresa, u obligaciones presentes surgidas de hechos anteriores, cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable, o para cuya

liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos.

El Grupo ENAP no registra activos ni pasivos contingentes salvo aquellos que deriven de contratos de carácter oneroso, los cuales se registran como provisión y son revisados a fecha de cada estado de situación financiera para ajustarla de forma tal que reflejen la mejor estimación existente a ese momento.

t. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos - La empresa Matriz y sus filiales en Chile determinan la base imponible y calculan su impuesto a la renta de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en cada ejercicio. En el caso de las filiales extranjeras, éstas presentan individualmente sus declaraciones de impuesto, de acuerdo con la norma fiscal aplicable en el país de operación.

Los impuestos diferidos originados por diferencias temporarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria de activos y pasivos se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIC 12 "Impuesto a las ganancias".

El impuesto a las ganancias se registra en el estado de resultado integral o en las cuentas de patrimonio neto del estado de situación financiera consolidado en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos, y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

Las variaciones producidas en el ejercicio en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en la cuenta de resultados consolidada o directamente en las cuentas de patrimonio del estado de situación financiera, según corresponda.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente cuando se espera disponer de utilidades tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias.

u. Pasivos financieros - Los préstamos, obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que el Grupo ENAP tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha del balance.

v. Arrendamientos financieros - La política del Grupo ENAP es que cuando el arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad del activo, en su caso, puede o no ser transferida. Cuando el Grupo ENAP, actúa como arrendatario de un bien en arrendamiento financiero, el costo de los activos arrendados se presenta en el estado de situación financiera consolidado, según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo en el estado de situación financiera por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o la suma de los valores actuales de las cantidades a pagar al arrendador más, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra. Estos activos se amortizan con criterios similares a los aplicados al conjunto de las propiedades, planta y equipo de uso propio o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea más corto.

Los gastos financieros derivados de la actualización financiera del pasivo registrado se cargan en el rubro "Costos financieros" de los resultados integrales consolidados.

w. Distribución de dividendos - La política de distribución de dividendos utilizada por ENAP, es la establecida a través de los oficios y/o Decretos Ley

emanados por el Ministerio de Hacienda, los cuales constituyen la obligación legal que da origen a su registro.

x. Medio ambiente - La política del Grupo ENAP es activar los gastos medio ambientales asociados a proyecto y reconocer con cargo a resultado el resto de los desembolsos.

y. Acreedores comerciales - Los acreedores comerciales se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se valorizan por su costo amortizado utilizando el método de la tasa efectiva y posteriormente, cuando el valor nominal de la cuenta por pagar difiere significativamente de su valor justo, el reconocimiento ser a su valor nominal.

z. Efectivo y equivalentes al efectivo - El Grupo ENAP considera como equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar rápidamente en efectivo en un plazo inferior a tres meses y cuyo riesgo de cambio en su valor es poco significativo.

Actividades de operación : son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo ENAP, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

Actividades de inversión : son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

Actividades de financiamiento: son las actividades que producen variaciones en la composición del patrimonio neto, y de los pasivos de carácter financiero.

3.2 Nuevos pronunciamientos contables

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los siguientes pronunciamientos contables han sido emitidos por el IASB, pero son de aplicación efectiva para periodos iniciales posteriores al 01 de enero de 2010.

NORMAS REVISADAS Y MODIFICADAS	FECHA DE APLICACIÓN OBLIGATORIA
Nuevas NIIF	
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
Enmiendas	
NIIF 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera	Periodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009
NIIF 2, Pagos basados en acciones	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2010
NIIF 3 (Revisada), Combinación de negocios	Periodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009
NIC 27 (Revisada), Estados Financieros Consolidados e Individuales	Periodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009
NIC 24, Revelación de Partes Relacionadas	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011
NIC 32, Clasificación de Derechos de Emisión	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de febrero de 2010
NIC 39, Instrumentos Financieros: Medición y Reconocimiento – Ítems cubiertos elegibles	Aplicación retrospectiva para periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2009
Mejoras a NIIFs – colección de enmiendas a doce Normas Internacionales de Información Financiera	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2010
Nuevas Interpretaciones	
CINIIF 17, Distribución de activos no monetarios a propietarios	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2009
CINIIF 19, Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2010
Enmiendas a Interpretaciones	
CINIIF 14, El límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de fondeo y su interacción	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011

La administración estima que estas normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas, se adoptarán en los estados financieros consolidados del Grupo ENAP iniciados al 1 de enero de 2010 y que la adopción de tales normas, enmiendas e interpretaciones no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo en el ejercicio de su aplicación inicial.

4. PRIMERA APLICACIÓN DE LAS NIIF

Hasta el 31 de diciembre de 2008, ENAP y sus filiales prepararon sus estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile y normas e instrucciones emitidas por la SVS. A contar del 1 de enero de 2009, los estados financieros del Grupo ENAP son preparados de acuerdo a NIIF.

De acuerdo a lo anteriormente indicado, el Grupo ENAP definió como su período de transición a las NIIF, el año 2008, definiendo como período para la medición de los efectos de primera aplicación el 1 de enero de 2008.

De acuerdo a NIIF 1, para elaborar los presentes estados financieros consolidados, antes mencionados, se han aplicado todas las excepciones obligatorias y algunas de las exenciones optativas a la aplicación retroactiva de las NIIF.

4.1. Exenciones a la aplicación retroactiva elegidas por el Grupo ENAP

a. Combinaciones de negocio - El Grupo ENAP ha aplicado la exención establecida en la NIIF 1 para las combinaciones de negocios. Por lo tanto, no ha re-expresado las combinaciones de negocios que tuvieron lugar con anterioridad a la fecha de transición del 1 de enero de 2008.

b. Valor razonable o revalorización como costo atribuible - El grupo ENAP ha elegido medir sus activos de terrenos a su valor razonable a la fecha de transición de 1 de enero de 2008.

c. Instrumentos financieros compuestos - El Grupo ENAP no ha emitido ningún instrumento financiero compuesto, por lo que esta exención no es aplicable.

d. Activos y pasivos de subsidiarias, coligadas y negocios conjuntos con distinta fecha de transición - Esta exención no es aplicable debido a que tanto ENAP como sus filiales directas adoptaron NIIF por primera vez en la misma fecha, es decir, el 1 de enero de 2008, y sus coligadas, asociadas y negocios conjuntos efectuaron ajustes en sus estados financieros para dejarlos expresados bajo NIIF, a la fecha de primera adopción de ENAP, es decir, al 1 de enero de 2008.

e. Transacciones con pagos basados en acciones - Esta exención no es aplicable para el Grupo ENAP.

f. Pasivos por servicios de retiro, restauración y similares incluidos en el costo de los activos fijos - El Grupo ENAP, ha decidido utilizar la exención provista en la NIIF 1 y por lo tanto ha valorizado el pasivo a la fecha de transición a las NIIF de acuerdo a NIC 37, ha estimado el monto que habría sido incluido en el costo del activo relacionado y calculado la depreciación acumulada sobre ese monto a la fecha de la transición a las NIIF.

g. Valorización inicial de activos y pasivos financieros a su valor razonable - El Grupo ENAP no ha aplicado la exención contemplada en la NIC 39 re-

visada, respecto del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados de instrumentos financieros para los que no existe un mercado activo. Por tanto esta exención no es aplicable.

4.2. Conciliación entre NIIF y Principios Contables Generalmente Aceptados en Chile

Las conciliaciones que se presentan a continuación muestran la cuantificación del impacto de la transición a las NIIF en el Grupo ENAP. La conciliación proporciona el impacto de la transición con los siguientes detalles:

a. Reconciliación del Patrimonio neto consolidado al 1 de enero y 31 de diciembre de 2008, bajo Principios Contables Generalmente Aceptados en Chile ("PCGA Chilenos") y bajo NIIF:

	Patrimonio al	
	31.12.08	01.01.08
	MUS\$	MUS\$
Patrimonio en base a principios contables generalmente aceptados en Chile	261.310	989.573
Ajustes NIIF		
* Mayor valor por revaluación del activo fijo, según criterio NIC 16 (1)	198.050	198.050
* Deflactación de bienes de activo fijo (2)	(56.508)	(58.516)
* Reconocimiento de provisión desmantelamiento en activo fijo (8)	14.859	32.410
* Efecto neto en impuestos diferidos	14.354	(2.967)
* Costo amortizado de la deuda	(5.443)	(5.443)
* Provisión por traspaso de utilidades al Fisco por resultado año 2007 (3)	(49.632)	(49.632)
* Depreciación acumulada de provisión de desmantelamiento	(3.743)	-
* Presentación de derivados de acuerdo a IAS 39 (4)	(36.252)	62.168
* Efecto de resultado retenido por efecto de deflactación activo fijo	(1.953)	-
* Efecto por reconocimiento de entidades de propósito especial	(4.030)	22.502
* Interés Minoritario (5)	11.993	44.872
* Reconocimientos contratos oneroso (6)	(55.884)	(55.884)
* Reconocimiento efecto de IFRS en coligadas (7)	(82.378)	(82.378)
* Efecto convergencia relacionadas	(3.666)	(3.662)
* Otros	(4.443)	1.254
Patrimonio de acuerdo a NIIF	196.634	1.092.347

Reconciliación de los Estados de Resultados Integrales consolidado al 31 de diciembre de 2008, bajo Principios Contables Generalmente Aceptados en Chile (PCGA Chilenos) y bajo NIIF:

	Acumulado
	01.01.08
	31.12.08
	MUS\$
CONCILIACIÓN RESULTADO	
Resultado en base a principios contables generalmente aceptados en Chile	(957.791)
Depreciación repuestos críticos	(1.514)
Menor depreciación por reproceso del año 2008	-
Efecto deflactación de activo fijo (2)	1.765
Valor actuarial sobre indemnización años de servicio	-
Impuestos diferidos	2.986
Mayor gasto financiero por costo amortizado de deuda	(1.242)
Efecto por reconocimiento de entidades de propósito especial	(1.827)
Efecto en interés minoritario	4.897
Efecto contratos oneroso	(3.024)
Otros	245
Resultado de acuerdo a NIIF	(955.505)

b. Explicaciones de los ajustes más significativos:

1. Revalorización de activos fijos bajo costo atribuido

Como parte del proceso de primera adopción, el Grupo ENAP decidió medir sus activos de terrenos a su valor razonable como costo atribuido.

2. Efecto por deflactación de activos por moneda funcional dólar

El Grupo Enap a contar del 1 de enero de 2005, adoptó como moneda funcional el dólar estadounidense, situación que originó efectuar un ajuste de conversión de los activos y pasivos monetarios vigentes a la fecha de adopción de acuerdo a lo dis-

puesto en la NIC 21 en donde se indica que las transacciones deben ser convertidas a su costo histórico, es decir a su fecha de transacción, esta norma implicó un reproceso del valor contable de los activos fijos vigentes a la fecha de transición.

3. Provisión por dividendos por pagar al fisco correspondientes a utilidades del año 2007

En oficio N° 1272 de fecha 28 de diciembre de 2007, el Ministerio de Hacienda suspendió temporalmente la política de traspaso de dividendo para los ejercicios 2006 y 2007, producto de lo anterior y no habiendo pronunciamientos posterior en cuanto a la eliminación de la obligación por parte de ENAP al reparto de los dividendos a futuro, se constituyó provisión por el 100% de las utilidades del año 2007.

4. Presentación de derivados de acuerdo a NIC 32-39

El Grupo ENAP mantiene instrumentos de derivados bajo la clasificación de cobertura del flujo de efectivo y que de acuerdo a disposición de la normativa respecto a estos activos o pasivos financieros, se encuentra contabilizado el valor razonable en el patrimonio neto.

5. Efecto en interés minoritario

Producto de la incorporación de las entidades de propósito especial al consolidado, se ha generado un interés minoritario relevante debido a que la matriz y filial no poseen un porcentaje superior al 50% de su participación, sobre los patrimonios de estas entidades, sin embargo ejerce el control sobre éstos.

6. Reconocimiento contratos onerosos

Corresponde a contratos que al momento de la convergencia a NIIF y de acuerdo a lo establecido en la NIC 37 tendrían carácter de contratos onerosos, lo cual implicó reconocer como pasivo los gastos futuros que generarían dichos contratos.

7. Reconocimiento efecto de IFRS en coligadas

Corresponde al reconocimiento de los efectos de NIIF derivados del proceso de convergencia de la sociedad coligada Innergy Holding S.A.

8. Desmantelamiento de activo fijo

Dado la adopción de las NIIF, el Grupo como parte de sus costos de activo fijo incluyó gastos de desmantelamiento de Plataformas, los cuales por ser primera adopción y estar reconocidos como gastos en ejercicios anteriores se capitalizaron con abono

a Patrimonio neto, por un monto de MUS\$ 32.410 al 01.01.08 y que alcanza al monto de MUS\$ 14.859 al 3.12.09. El monto original se amortiza mediante el efecto de depreciación.

5. GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEFINICIÓN DE COBERTURAS

En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento, El Grupo está expuesto a distintos riesgos de naturaleza financiera que pueden afectar de manera más o menos significativa el valor económico de sus flujos y activos y, en consecuencia, sus resultados.

El Grupo dispone de una organización y de sistemas de información, administrados por la Gerencia de Finanzas Corporativa, que permiten identificar dichos riesgos, determinar su magnitud, proponer al Directorio medidas de mitigación, ejecutar dichas medidas y controlar su efectividad.

A continuación, se presenta una definición de los riesgos que enfrenta el Grupo, una caracterización y cuantificación de éstos para el Grupo, así como una descripción de las medidas de mitigación actualmente en uso por parte del Grupo, si es el caso.

a.- Riesgo de mercado

Es la posibilidad de que la fluctuación de variables de mercado tales como tasas de interés, tipo de cambio, precios o índices de crudo y productos, etc., produzcan pérdidas económicas debido a la desvalorización de flujos o activos o a la valorización de pasivos, debido a la nominación o indexación de éstos a dichas variables.

a.1.- Riesgo de tasa de interés - La estructura de financiamiento del Grupo, considera una mezcla de fuentes de fondos afectos a tasa fija (principalmente bonos) y tasa variable (préstamos bilaterales, préstamos sindicados, documentos por pagar o forfaiting, préstamos bancarios de corto plazo y financiamiento de proveedores).

La porción del financiamiento afecto a tasa de interés variable, usualmente consistente en la tasa flotante LIBOR de 3 ó 6 meses más un margen, expone a la empresa a cambios en sus gastos financieros en el escenario de fluctuaciones de la tasa LIBOR.

La deuda financiera consolidada al 31 de diciembre de 2009 se resume en el siguiente cuadro, desglosada entre deuda a tasa fija y deuda a tasa flotante.

En millones de US\$	Tasa fija	Tasa flotante	Totales
Deuda bancaria corto plazo	-	486	486
Deuda bancaria largo plazo	-	670	670
Deuda proyecto filiales	68	407	475
Arrendamiento financiero	15	-	15
Documentos por pagar	-	-	-
Bonos internacionales	740	-	740
Bonos locales	537	-	537
Totales	1.360	1.563	2.923

Nota: los datos del cuadro adjunto corresponden solo a valor capital de la deuda y no intereses devengados y otros conceptos. Los bonos internacionales y locales se presentan a su valor nominal (carátula), no a costo amortizado como en el balance. Ya que la tasa de interés se aplica al valor nominal de los bonos, dicho valor permite cuantificar correctamente la exposición del Grupo a la tasa fija o variable, objeto de esta sección. Los bonos locales denominados en UF son presentados con su valor carátula equivalente en US\$ al 31 de diciembre de 2009.

Instrumentos de mitigación del riesgo:

Con el fin de reducir la variabilidad de sus gastos financieros, el Grupo ha contratado diversos instrumentos de cobertura aplicables a algunas de las partidas de deuda del cuadro anterior:

Se ha contratado un instrumento del tipo interest rate swap para fijar la tasa asociada a la obligación financiera corriente.

Se han contratado instrumentos del tipo interest rate swap para pasar a tasa fija MUS\$520.000 de la deuda bancaria de largo plazo.

Por otra parte, se han contratado instrumentos del tipo interest rate collars para acotar dentro de un rango definido la tasa de interés que afecta a otros MUS\$ 150.000 adicionales de la deuda bancaria de largo plazo.

Las filiales (EPE's) han contratado instrumentos del tipo interest rate swap para pasar a tasa fija el 100% de su deuda a tasa flotante.

Exposición residual al riesgo:

Considerando la existencia de los instrumentos de cobertura señalados anteriormente, el saldo neto de obligaciones del Grupo cuyo costo financiero permanece plenamente afecto a las fluctuaciones de la tasa de interés LIBOR asciende a MUS\$ 436.000, es decir, el 15% del total. En función de dicho monto, un incremento de un 1% en la tasa LIBOR aplicable (trimestral o semestral según el tipo de deuda) generaría un incremento anual de los gastos financieros de aproximadamente MUS\$ 4.360.

a.2.- Riesgo de tipo de cambio - La moneda funcional del Grupo es el dólar estadounidense, sin embargo, existen partidas relevantes de los estados financieros denominadas en moneda local (pesos o UF) como la facturación de ventas y obligaciones financieras. Las cuales están expuestas a cambios en su valor en dólares en la medida que se produzcan fluctuaciones en la paridad peso/US\$ o UF/US\$.

Medidas de mitigación:

La exposición del flujo de facturación a las variaciones en el tipo de cambio se minimiza fundamentalmente a través de la política de precios de productos basada en la paridad de importación, mecanismo por el cual el precio de venta local de los productos es recalculado semanalmente de acuerdo al tipo de cambio vigente.

Con respecto a las partidas del balance, las principales partidas expuestas son los bonos locales (denominados en UF) y las cuentas por cobrar correspondientes a las ventas locales (denominadas en pesos). El Grupo ejecuta operaciones de cobertura para mitigar el riesgo cambiario asociado a ambas partidas.

El capital adeudado de los bonos locales por el grupo al 31 de diciembre de 2009 asciende a UF 13 millones. A partir de dicho monto y de las paridades CLP/US\$ y CLP/UF vigentes en dicha fecha (\$507,10 y \$20.942,88), una disminución de \$10 en el tipo de cambio CLP/US\$ produciría un aumento en el valor medido en dólares de los bonos de aproximadamente MUS\$ 10.800.

Con el fin de mitigar este riesgo, el grupo ha cerrado contratos derivados del tipo cross-currency swap, mediante los cuales la empresa recibe de sus contrapartes flujos en UF iguales a los flujos pagaderos a los tenedores de bonos, y paga a éstos flujos fijos en dólares, quedando en consecuencia libre del riesgo cambiario descrito.

Por su parte, el saldo al 31 de diciembre de 2009 de cuentas por cobrar correspondientes a ventas locales ascendió al equivalente de MUS\$832.914. Lo anterior implica que un aumento del tipo de cambio de \$10 produciría una disminución del valor en dólares de las cuentas por cobrar de aproximadamente MUS\$ 16.107

Con el fin de minimizar este riesgo, el grupo mantiene en operación una política de cobertura consistente en el cierre semanal de contratos forward de tipo de cambio, por un monto máximo equivalente al 70% de las ventas estimadas para dicha semana y por plazos correspondientes a las fechas estimadas de cobro de la respectiva facturación.

a.3.- Riesgo de precio de commodities - El negocio de la Línea de Refinación del grupo, consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo a su política de precios de paridad de importación.

El margen de refinación obtenido por el grupo se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos refinados y al diferencial entre ambos (margen internacional o "crack"). Considerando un nivel de refinación promedio de 72 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un efecto en resultados de MUS\$ 72.000.

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

Por otra parte, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos, el grupo está afecto también al time spread o riesgo de que al producirse la venta de los productos, sus precios se encuentren en un nivel más bajo que el imperante en el momento de la compra del crudo. Las pérdidas o ganancias producidas por este motivo aumentan la volatilidad del resultado operacional del grupo.

El Grupo importa en promedio aproximadamente 6 millones de bbl de petróleo crudo mensuales. Una caída de US\$ 1 / bbl en el precio de la canasta de productos durante el ciclo de inventario de refinación, tiene un efecto inmediato de MUS\$ 6.000 en el margen de refinación del grupo.

Con el fin de mitigar este riesgo el grupo mantiene en práctica una estrategia de cobertura consistente en el cierre de collars de opciones destinados a

proteger, dentro de una banda, el precio de un porcentaje de sus embarques de petróleo crudo. Esta estrategia es complementada con el uso de contratos de venta swap de productos refinados.

Por su parte, el negocio de la Línea Exploración & Producción consiste principalmente en las actividades de exploración y explotación de reservas de hidrocarburos y su venta en el mercado internacional. En consecuencia, sus resultados están directamente relacionados con los niveles internacionales de precio del petróleo y gas.

Con el fin de mitigar dicho riesgo, el grupo orienta sus esfuerzos en la constante mejora operacional con el fin de mantener una estructura de costos eficiente. La empresa no recurre en forma sistemática al uso de derivados como mecanismo de cobertura para sus ventas de producción propia, aunque en forma puntual se han cerrado operaciones de este tipo. Por ejemplo, en mayo del 2009 se contrató una operación de swap de crudo con el fin de fijar el precio de venta de una porción de la producción de Enap Sipetrol en Ecuador. Dicha operación venció el 31 de diciembre de 2009.

b.- Riesgo de liquidez

Este riesgo está asociado a la capacidad del grupo para amortizar o refinanciar a precios de mercado razonables los compromisos financieros adquiridos, y a su capacidad para ejecutar sus planes de negocios con fuentes de financiamiento estables.

La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes al 31 de diciembre de 2009:

Con el fin de minimizar el riesgo de liquidez, el grupo mantiene dentro de su estructura de financiamiento una mezcla de deuda de corto y largo plazo, diversificada por tipo de acreedor y mercado, gestionando con anticipación el refinanciamiento de las obligaciones de corto plazo.

c.- Riesgo de crédito

Este riesgo está referido a la capacidad de terceros de cumplir con sus obligaciones financieras con el grupo. Dentro de las partidas expuestas a este riesgo se distinguen 3 categorías:

c.1.- Activos financieros - Corresponde a los saldos de efectivo y equivalente, depósitos a plazo, operaciones con pactos de retrocompra y valores negociables en general. La capacidad del grupo de recuperar estos fondos a su vencimiento depende de la solvencia del banco en el que se encuentren depositados.

Como mitigante a este riesgo, el grupo tiene una política financiera que especifica parámetros de calidad crediticia que deben cumplir las instituciones financieras para poder ser consideradas elegibles como depositarias de los productos ya indicados, así como límites máximos de concentración por institución.

c.2.- Obligaciones de contrapartes en derivados - Corresponde al valor de mercado a favor del grupo de contratos derivados vigentes con bancos.

Como mitigante a este riesgo, el grupo tiene una política de administración de productos derivados que especifica parámetros de calidad crediticia de cancelación que deben cumplir las instituciones financieras para poder ser consideradas elegibles como contrapartes.

c.3.- Deudores por ventas - El riesgo de incobrabilidad de los deudores por venta del grupo es significativamente bajo, toda vez que casi la totalidad de las ventas locales (>95%) corresponden a facturación a las 4 principales distribuidoras de combustibles o a empresas distribuidoras de gas licuado.

Por su parte, la incorporación de nuevos clientes está sujeta al análisis de su solvencia financiera y a su aprobación por el Comité de Crédito del grupo. Dicho comité coordina, con las Unidades de Crédito y Cobranza, las acciones de cobranza requeridas en caso de atraso en los pagos.

Al 31 de diciembre de 2009, la exposición total del grupo a los deudores por venta ascendía a MUS\$832.914, según se indica en la Nota 15.

No hay garantías por montos significativos para cubrir dicha exposición pues, como se ha señalado, casi la totalidad de las ventas corresponden a empresas distribuidoras de combustible o de gas licuado, con las cuales el grupo opera en base a ventas a crédito sin garantía. La estimación de deudores incobrables al 31 de diciembre de 2009 asciende a MUS\$1.282, es decir el 0,2% del total.

6. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRITICOS

En la aplicación de las políticas contables del Grupo ENAP, las cuales se describen en la Nota N°3, la administración hace estimaciones y juicios en relación al futuro sobre los valores en libros de los activos y pasivos. Las estimaciones y los juicios asociados se basan en la experiencia histórica y en otros factores que son considerados relevantes. Los resultados actuales podrían diferir de estas estimaciones.

La administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros. Cambios en los supuestos y estimaciones podrían tener un impacto significativo en los estados financieros. A continuación se detallan las estimaciones y juicios críticos usados por la administración:

En millones de US\$	2010	2011	2012	2013	2014	Totales
Deuda bancaria corto plazo	486	-	-	-	-	486
Deuda bancaria largo plazo	25	132	243	270	-	670
Deuda proyecto filiales	43	47	42	43	300	475
Documentos por pagar	-	-	-	-	-	-
Arrendamiento financiero	2	2	2	2	8	15
Bonos internacionales	-	-	290	-	450	740
Bonos locales	-	-	134	-	403	537
Totales	556	181	711	315	1.161	2.923

(a) Deterioro de activos - A la fecha de cierre de cada ejercicio, o en aquella fecha en que se considere necesario, se analiza el valor de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el importe del saneamiento necesario. Si se trata de activos identificables que no generen flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo.

En el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado activos tangibles o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio o bajo circunstancias consideradas necesarias para realizar tal análisis.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del inmovilizado material, el valor en uso es el criterio utilizado por Grupo ENAP.

Para estimar el valor en uso, Grupo ENAP prepara las provisiones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes aprobados por la Administración del Grupo ENAP. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones disponibles de ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando tanto las mejores estimaciones como la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa, antes de impuestos, que recoge el costo de capital del negocio en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general para el negocio.

En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la

correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo a resultados.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su valor recuperable aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el deterioro.

(b) Vidas útiles de Propiedades planta y equipos - La administración del Grupo ENAP determina las vidas útiles estimadas y los correspondientes cargos por depreciación de sus activos fijos. Esta estimación está basada en los ciclos de vida proyectados de los productos para su segmento de alta tecnología. Esto podría cambiar significativamente como consecuencia de innovaciones técnicas en respuesta a ciclos del sector severos. La administración incrementará el cargo por depreciación cuando las vidas útiles sean inferiores a las vidas estimadas anteriormente o depreciará o eliminará activos obsoletos técnicamente o no estratégicos que se hayan abandonado o vendido. El Grupo ENAP revisa las vidas útiles estimadas de los bienes de propiedad, planta y equipos, al cierre de cada ejercicio de reporte financiero anual.

(c) Reservas de crudo y gas - La estimación de las reservas de crudo y gas es parte integral del proceso de toma de decisiones del Grupo ENAP. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción.

(d) Valor razonable de los instrumentos derivados y otros instrumentos financieros - El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en un mercado activo se determina usando técnicas de valoración. El Grupo ENAP usa el juicio para seleccionar una variedad de métodos y hacer hipótesis que se basan principalmente en las condiciones de mercado existentes en la fecha de balance. En el caso

de los instrumentos financieros derivados, los supuestos realizados están basados en las tasas de mercado cotizadas ajustadas por las características específicas del instrumento. Los otros instrumentos financieros se valorizan usando un análisis de los flujos de efectivo descontados basado en presunciones sustentadas, cuando sea posible, por los precios o tasas de mercado observadas.

(e) Provisiones por litigios y otras contingencias - El costo final de la liquidación de denuncias y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

El Grupo ENAP realiza juicios y estimaciones al registrar costos y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costos y planes esperados de remediación. En el caso de las provisiones medioambientales, los costos pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costos.

(f) Cálculo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos - La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y la realización de los activos por impuestos diferidos y la periodicidad de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos actuales pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en las normas impositivas, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos del grupo.

7. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los movimientos de los rubros de propiedad, planta y equipo al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008:

Año Actual	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Inv. en Exploración y Producción	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01.01.09	299.561	215.340	14.489	501.622	2.343	30.357	1.443	732.219	665.610	2.462.984
Adiciones	201.122	20.535	3.822	23.532	145	2.930	288	78.732	110.182	441.288
Transferencias a activos no corriente y grupos de desapropiación	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.202)	(6.202)
Retiros y Castigos	-	(4.328)	-	734	(17)	-	(81)	(13.461)	(57.227)	(74.380)
Gasto por Depreciación	-	-	(1.709)	(74.017)	(1.051)	(3.402)	(273)	(55.550)	(89.420)	(225.422)
Otros Incrementos (Decrementos)	(103.754)	-	4.221	54.270	18	1.679	3	3.836	38.449	(1.278)
Cambios, Total	97.368	16.207	6.334	4.519	(905)	1.207	(63)	13.557	(4.218)	134.006
Saldo final al 31.12.09	396.929	231.547	20.823	506.141	1.438	31.564	1.380	745.776	661.392	2.596.990

Año Anterior	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Inv. en Exploración y Producción	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial 01.01.08	250.182	210.452	13.057	437.640	3.078	30.120	519	735.984	719.747	2.400.779
Adiciones	186.433	4.888	1.165	21.025	288	1.135	1.148	40.052	88.451	344.585
Transferencias a (desde) Propiedades de Inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retiros y Castigos	-	-	(114)	(11.129)	-	-	-	(12.933)	(21.046)	(45.222)
Gasto por Depreciación	-	-	(1.699)	(71.317)	(1.023)	(3.143)	(224)	(31.212)	(99.008)	(207.626)
Pérdida por Deterioro Reconocida en el Estado de Resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.383)	(2.383)
Otros Incrementos (Decrementos)	(137.054)	-	2.080	125.403	-	2.245	-	328	(20.151)	(27.149)
Cambios, Total	49.379	4.888	1.432	63.982	(735)	237	924	(3.765)	(54.137)	62.205
Saldo Final al 31.12.08	299.561	215.340	14.489	501.622	2.343	30.357	1.443	732.219	665.610	2.462.984

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008

PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, Bruto	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Construcción en Curso	396.929	299.561	250.182
Terrenos	231.547	215.340	210.452
Edificios	69.303	61.260	58.139
Planta y Equipos	1.311.708	1.233.986	1.099.472
Equipamiento de Tecnologías de la Información	8.793	8.735	8.555
Instalaciones Fijas y Accesorios	66.029	62.426	59.043
Vehículos de Motor	4.632	4.567	3.478
Otras Propiedades, Planta y Equipo	943.439	874.435	852.087
Inversiones en Exploración y Producción	2.992.262	2.906.090	2.869.542
Total	6.024.642	5.666.400	5.410.950

PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, DEPRECIACIÓN ACUMULADA	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Construcción en Curso	-	-	-
Terrenos	-	-	-
Edificios	48.480	46.771	45.082
Planta y Equipos	805.567	732.364	661.832
Equipamiento de Tecnologías de la Información	7.355	6.392	5.477
Instalaciones Fijas y Accesorios	34.465	32.069	28.923
Vehículos de Motor	3.252	3.124	2.959
Otras Propiedades, Planta y Equipo	197.663	142.216	116.103
Inversiones en Exploración y Producción	2.330.870	2.240.480	2.149.795
Total	3.427.652	3.203.416	3.010.171

PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Construcción en Curso	396.929	299.561	250.182
Terrenos	231.547	215.340	210.452
Edificios	20.823	14.489	13.057
Planta y Equipos	506.141	501.622	437.640
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.438	2.343	3.078
Instalaciones Fijas y Accesorios	31.564	30.357	30.120
Vehículos de Motor	1.380	1.443	519
Otras Propiedades, Planta y Equipo	745.776	732.219	735.984
Inversiones en Exploración y Producción	661.392	665.610	719.747
Total	2.596.990	2.462.984	2.400.779

Información adicional

(a) Propiedades y edificios contabilizados al valor razonable

Como parte del proceso de primera adopción de las NIIF, el Grupo ENAP decidió medir ciertos activos de terrenos a su valor razonable como costo atribuido a la fecha de transición del 1 de enero de 2008. Los valores razonables de los terrenos ascendieron a MUS\$ 198.050, dichos valores fueron determinados por un especialista externo de la industria en que opera el Grupo ENAP.

(b) Construcción en curso

El importe de las construcciones en curso al 31 de diciembre 2009 alcanza a MUS\$ 396.929 a MUS\$ 299.561 al 31 de diciembre de 2008 y a MUS\$

250.182 al 1 de enero de 2008, montos que se asocian directamente con actividades de operación del grupo entre otras, como paros de planta, adquisición de equipos y construcciones.

(c) Activos en leasing

En el rubro Otras Propiedades, Planta y Equipos se incluyen los siguientes activos adquiridos bajo la modalidad de leasing financiero:

(i) Oficinas corporativas adquiridas mediante un contrato de leasing con opción de compra con el Banco Santander Chile, al 31 de diciembre de 2009 el valor neto asciende a MUS\$15.208, al 31 de diciembre de 2008 MUS\$ 15.361 y al 1 de enero de 2008 MUS\$15.351. Este contrato tiene vencimientos mensuales y finaliza en agosto de 2018.

(ii) Oficinas adquiridas mediante un contrato leasing con opción de compra con la Compañía de Seguros de Vida Santander S.A., hoy Metlife Chile Seguros de Vida S.A., sobre las oficinas N° 401, N° 402 y N° 501, 5 bodegas y 27 estacionamientos del edificio ubicado en calle Avenida Tajamar N°183, comuna de Las Condes en Santiago. La duración del contrato es de 240 meses con fecha de término el 11 de julio de 2014.

Al 31 de diciembre de 2009 el valor neto asciende a MUS\$1.998 al 31 de diciembre 2008 MUS\$2.022 y al 1 de enero de 2008 MUS\$1.923.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos arrendamientos financieros son los siguientes:

	31.12.09			31.12.08		
	Bruto	Interés	Valor Presente	Bruto	Interés	Valor Presente
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Menor a un año	2.364	(662)	1.702	1.929	(379)	1.550
Entre un año y cinco años	11.325	(1.910)	9.415	9.363	(1.466)	7.897
Mas de cinco años	5.372	(263)	5.109	6.141	(394)	5.747
Totales	19.061	(2.835)	16.226	17.433	(2.239)	15.194

(d) Costos de desmantelamiento, retiro o rehabilitación

El Grupo como parte de sus costos de activo fijo ha activado los gastos de desmantelamiento de Plataformas por un monto neto al 31 de diciembre de 2009 de MUS\$ 11.664, al 31 de diciembre 2008 MUS\$ 13.623 y al 1 de enero 2008 MUS\$ 35.905.

(e) Capitalización de intereses

RUBRO	PROYECTO	SOCIEDAD	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Inversión en Exploración y Producción	Área de Magallanes	Sipetrol Argentina	-	2.523	-
Obras en construcción	Alquilación	Enap Refinerías S.A.	1.216	-	-
		Total	1.216	2.523	-
		Tasa aplicada	4,97%	6,56%	-

(f) Seguros

El Grupo tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de propiedad, planta y equipo, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

(g) Costo por depreciación

El cargo a resultados por concepto de depreciación del activo fijo incluido en los costos de explotación y gastos de administración es el siguiente:

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
En costos de venta	221.296	200.301
En gastos de administración	4.126	7.325
Totales	225.422	207.626

8. PÉRDIDAS POR DETERIORO**(i) Pérdida por deterioro**

Al 31 de diciembre de 2009, no se han registrado pérdidas por deterioro. Durante el año 2008 se produjo un deterioro por MUS\$2.383 el cual se encuentra en el rubro "Inversión en Exploración y Producción".

Estas pérdidas por deterioro reconocidas en el año anterior tuvo su origen en la inversión en campos petrolíferos CAM 2 Sur Argentina, perteneciente al segmento E&P. Los costos de inversión se presentan netos de pérdidas por deterioro.

(ii) Provisiones

En el rubro Inversiones en exploraciones y producción al 31 de diciembre de 2008 se incluye un decremento relacionado con el bloque Mehr.

OMV como operador del bloque Mehr, en representación del consorcio conformado con Repsol y Enap

Sipetrol S.A. a través de su filial Sipetrol Internacional S.A., entregó formalmente con fecha 24 de enero de 2009, una carta dirigida al Director de Exploración de National Iranian Oil Company (NIOC), informando que se ha tomado la decisión unánime de no continuar con las negociaciones relativas al desarrollo del yacimiento Band-e-Karkheh. Esta decisión se debe a que no ha sido posible establecer un acuerdo con NIOC respecto al Plan de Desarrollo necesario para la explotación de este descubrimiento realizado por el Consorcio.

Considerando que se ha dado cumplimiento a las obligaciones contractuales, se comunicó a NIOC la activación de la cláusula que da derecho a recuperar los gastos de exploración y a la tarifa de servicio (Remuneration Fee), conforme a los términos establecidos en el Contrato de Servicios de Exploración suscrito entre el consorcio y NIOC.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, bajo un criterio prudencial y considerando los elementos con que cuenta la administración, el grupo ENAP, mantiene una provisión, por el valor de la inversión que asciende a MUS\$ 27.262.

(iii) Retiros y castigos

En el rubro Inversiones en Exploración y Producción se presentan los retiros y castigos realizados por el Grupo ENAP al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, según el siguiente detalle:

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Pozo seco E2 - Argentina	40.157	
Pozo seco Sidi Abd El Rahman	10.480	
Offshore - Egipto		
Retiros de CEOP	6.640	
Retiros de Activaciones medio ambientales de primera adopción	-	21.046
Totales	57.277	21.046

9. PROPIEDADES DE INVERSIÓN

El movimiento de los activos clasificados como propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2009, es el siguiente:

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Saldo inicial	2.072	2.078	2.084
Adiciones		-	-
Desinversiones		-	-
Gasto por depreciación	(6)	(6)	(6)
Saldo final	2.066	2.072	2.078

Las propiedades de inversión corresponden principalmente a terrenos y bienes inmuebles destinados a su explotación en régimen de arriendo.

El método de depreciación utilizado es lineal y el período de vida útil asignado a estos bienes fluctúa entre 10 y 20 años.

El monto de depreciación acumulada ascendió MUS\$ -43, MUS\$ -37 y MUS\$ -31, al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, respectivamente.

Los ingresos anuales proveniente por el arriendo de estos activos, ascendieron a MUS\$ 27, al 31 de diciembre de 2009 (MUS\$34 al 31 de diciembre de 2008), los contratos son anual y renovable por períodos iguales, y siempre y cuando existan terceros interesados.

10. INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

a) Detalle de las inversiones

Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación		Porcentaje con Derecho a Voto		Valor Bursatil	Actividad Principal
			%	%	%	%		
			2009	2008	2009	2008		
A&C Pipeline Holding	I.Cayman	US\$	36,25	36,25	36,25	36,25	-	Compañía dedicada a la inversión y financiamiento en general. Controla a Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A. y Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	Chile	\$	40,00	40,00	40,00	40,00	-	Realizar en el extranjero, por cuenta propia o ajena, proyectos de exploración y explotación de petróleo, gas y derivados, así como compra, venta, importación, exportación y comercialización de dichos productos.
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	Chile	\$	49,00	49,00	49,00	49,00	-	Investigación, exploración, desarrollo y explotación de energía geotérmica y todas sus actividades complementarias.
Energía Andina S.A.	Chile	US\$	40,00	40,00	40,00	40,00	-	El desarrollo de la actividad de investigación o exploración de la energía geotérmica, a través de la realización de estudios, mediciones y demás proyectos de investigación tendientes a determinar la existencia de fuentes de recursos geotérmicos, sus características físicas y químicas, su extensión geográfica y sus aptitudes y condiciones para su aprovechamiento.
Gasoducto del Pacífico Ltd	I. Cayman	US\$	22,80	-	22,80	-	-	Compañía dedicada a la inversión y financiamiento en general. Controla a Gasoducto del Pacífico S.A. Argentina y Chile.
Gasoducto del Pacífico (Chile)	Chile	US\$	25,00	-	25,00	-	-	Construcción, propiedad, explotación y operación técnica y comercial de un sistema de ductos para transportar gas natural desde la República Argentina hasta la Octava Región de la República de Chile y la realización de toda clase de actividades accesorias que puedan llevarse a cabo a través de ese sistema de ductos.
Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	US\$	22,80	-	22,80	-	-	Construcción, propiedad y operación del sistema de gasoducto que se extiende desde la localidad argentina Loma de la Lata (Prov. de Neuquén) hasta el Paso de Buta Mallín (Prov. de Neuquén) en la frontera argentino-chilena y de sus extensiones y expansiones e instalaciones accesorias.
Geotérmica del Norte S.A.	Chile	\$	48,11	47,53	48,11	47,53	-	Investigación, exploración, desarrollo y explotación de energía geotérmica y todas sus actividades complementarias.
GNL Chile S.A.	Chile	US\$	33,33	33,33	33,33	33,33	-	Contratar los servicios de GNL Quintero S.A. y utilizar toda la capacidad de almacenamiento, procesamiento y regasificación de gas natural licuado, del terminal de regasificación de propiedad de la misma, incluyendo sus expansiones si las hubiere, y cualquier otra materia que la sociedad suscriba para usar el terminal de regasificación.
GNL Quintero S.A.	Chile	US\$	20,00	20,00	20,00	20,00	-	Desarrollo, financiamiento, diseño, ingeniería, suministro, construcción, puesta en marcha, pruebas, conclusión, operación y mantenimiento de un terminal de regasificación de gas natural licuado "GNL" y sus expansiones de haberlas.
Innergy Holding S.A. (a)	Chile	US\$	25,00	25,00	25,00	25,00	-	Participar en sociedades cuyo objeto sea comprar, ventas, comercializar y suministrar de Gas Natural o construir y explotar y operar toda clase de redes de transporte de gas natural. Prestar a sus filiales o a terceros servicios y asesorías gerenciales y administrativas.
Norgas S.A.	Chile	\$	42,00	42,00	42,00	42,00	-	Importación, exportación y compra de gas licuado de petróleo y su venta a granel a distribuidores mayoristas en la primera y segunda región del país y todas las gestiones técnicas y comerciales relacionadas directamente con las operaciones antes dichas.
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	Argentina	US\$	35,79	35,79	35,79	35,79	-	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino entre Argentina y Chile, y la operación del mismo dentro de los límites territoriales de la República Argentina.
Oleoducto Trasandino (Chile)	Chile	\$	35,83	35,83	35,83	35,83	-	Realizar en forma independiente o asociada a terceros, la construcción y explotación de un oleoducto entre la República de Chile y la República de Argentina y la operación del citado oleoducto dentro de los límites territoriales de la República de Chile.
Petropower Energía LTDA (a)	Chile	US\$	15,00	15,00	15,00	15,00	-	Generación de energía y procesamiento de combustibles.
Golfo Guayaquil Petroenap Compañía de Economía Mixta	Ecuador	US\$	40,00	40,00	40,00	40,00	-	Desarrollo de las actividades en todas o cualquiera de las fases de la industria petrolera, orientadas a la óptima utilización de los hidrocarburos que pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Ecuatoriano, incluyendo la investigación científica, la generación y transferencia de tecnología, para lo cual podrá ejecutar todos los actos y contratos permitidos por la Ley.
Primax Holding S.A.	Ecuador	US\$	49,00	49,00	49,00	49,00	-	Compra para sí de acciones, participaciones y derechos en otras compañías.

Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación		Porcentaje con Derecho a Voto		Valor Bursatil	Actividad Principal
			% 2009	% 2008	% 2009	% 2008		
Forenergy S.A.	Chile	\$	40,00	40,00	40,00	40,00	-	Ejecutar estudios de factibilidad general, técnica, económica, jurídica y financiera, de un proyecto de producción de biodiesel de segunda generación a partir de la biomasa forestal u otras materias primas de origen nacional.
Primax S.A.	Peru	US\$	49,00	49,00	49,00	49,00	-	Desarrollar directa o indirectamente, operaciones, actividades y servicios vinculados con el sector hidrocarburos, incluyendo gas natural, conforme a lo establecido con la Ley General de Hidrocarburos, sus Reglamentos, y demás disposiciones modificatorias.
Biocomsa S.A.	Chile	US\$	32,00	-	32,00	-	-	Investigación y transferencia de tecnologías para la producción, a partir de material lignocelulósico, de biomasa y su transformación en biocombustibles para la aplicación con hidrocarburos y sus derivados.

(a) Dicha inversión se considera coligada independiente de no tener mas del 20% de participación, debido a la existencia de transacciones de importancia relativa entre el inversor y la participación, adicionalmente el Grupo ENAP participa de sus decisiones comerciales y financieras.

b) Movimiento de Inversiones

A continuación se presenta un detalle de las principales inversiones en asociadas contabilizadas bajo el método de la participación, al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008:

Sociedades		Saldo al 31.12.08	Adiciones	Participacion en Ganancia / (Pérdida)	Dividendos Recibidos	Diferencia de Conversión	Incremento (Decremento)	Saldo al 31.12.09
	Ref	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
A&C Pipeline Holding		85	-	-	-	-	(1)	84
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	(e)	3.661	-	(312)	-	814	(3.775)	388
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	(f)	610	2.685	(2.903)	-	-	552	944
Energia Andina S.A.		5.971	-	(486)	-	-	(67)	5.418
Gas de Chile S.A.	(c)	278	-	-	-	-	(277)	1
Gasoducto del Pacífico Cayman Ltda.	(b)	-	211	-	-	-	5	216
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	(b)	-	6.778	(21.792)	-	-	20.217	5.203
Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	(b)	-	2.458	(5.806)	(4.151)	-	14.051	6.552
Geotermica del Norte S.A.	(d)	8.241	12.292	(71)	-	-	2.063	22.525
GNL Chile S.A.	(a)	1	-	-	-	-	-	1
GNL Quintero S.A.	(h)	38.537	-	(1.480)	-	-	(17.086)	19.971
Innergy Holding S.A.	(a)	1	-	-	-	-	-	1
Norgas S.A.		2.044	-	2.364	(1.504)	370	579	3.853
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.		4.776	-	(670)	-	-	(20)	4.086
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	(g)	5.901	-	(49)	-	752	(5.450)	1.154
Petropower Energia LTDA		10.311	-	3.909	(1.186)	(737)	(1.865)	10.432
Golfo Guayaquil Petroenap		40	-	-	-	-	(30)	10
Compañía de Economia Mixta								
Primax Holding S.A.		30	-	102	-	-	(69)	63
Forenergy S.A.		203	-	34	-	-	41	278
Primax S.A.		37.267	-	10.399	-	-	(655)	47.011
Biocomsa S.A.		-	79	-	-	-	-	79
Totales		117.957	24.503	(16.761)	(6.841)	1.199	8.213	128.270

- a) La participación en ganancias y pérdidas en coligadas, incluye una pérdida de MUS\$312, correspondiente a GNL Chile S.A., y una utilidad de MUS\$89.760 correspondiente a Innergy Holding S.A. El reconocimiento del valor patrimonial para ambas empresas fue discontinuado en años anteriores por cuanto presentaron patrimonio negativo y se presenta en nota 19.
- b) Durante el mes de junio del presente año el Grupo ENAP incrementó sus participaciones accionarias en las sociedades Gasoducto del Pacífico S.A., a un 25%, Gasoducto del Pacífico Cayman Ltd., a un 22,8%, y Gasoducto del Pacífico Argentina S.A. a un 22,8% pasando a tener influencia significativa, con el propósito de unificar el negocio de transporte de Gas. Los efectos generados por estos aumentos de participación, tal como se indica en el cuadro precedente, han sido registrados a valor patrimonial (VP) al 31 de diciembre de 2009, hasta el momento de la adquisición estas inversiones estaban clasificadas como parte de Otros activos no corrientes por un monto de MUS\$34.268.
- c) Con fecha de 17 de junio de 2009 se compró el 50% restante de Gas de Chile S.A., a través de ENAP y Enap Refinerías S.A. (5%), sociedad que a partir de junio de 2009, ENAP la está consolidando, según cuadro de consolidación de nota 3.1.b.
- d) El aumento de participación, se debe a que en diciembre de 2009, se llevo a cabo una capitalización de cuentas por cobrar por MUS\$12.292.
- e) La variación de la inversión por MUS\$(3.775), corresponden a un disminución de capital que fue compensada con las cuentas por pagar vigente a dicha fecha.
- f) En febrero de 2009, se realizó un aporte de capital por MUS\$2.685.
- g) La variación de MU\$5.450, se explica por una disminución de capital realizado durante el año 2009, de los cuales aún quedan pendiente de pago MUS\$784.
- h) La disminución de la inversión por MU\$17.086, se explica por el reconocimiento en patrimonio de las cobertura de flujo de caja, efecto que el caso de ENAP se reconoce dentro de la cuenta reserva de cobertura.

Sociedades	Saldo al 01.01.08	Adiciones	Participación en Ganancia / (Pérdida)	Dividendos Recibidos	Diferencia de Conversión	Incremento (Decremento)	Saldo al 31.12.08
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
A&C Pipeline Holding	85	-	-	-	-	-	85
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	4.855	-	(286)	-	(908)	-	3.661
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	1.545	-	(704)	-	(231)	-	610
Energía Andina S.A.	-	6.000	(29)	-	-	-	5.971
Gas de Chile S.A.	31	247	(2)	-	2	-	278
Geotermica del Norte S.A.	2.083	8.568	(810)	-	(1.600)	-	8.241
GNL Chile S.A. (a)	1	-	-	-	-	-	1
GNL Quintero S.A.	3.200	35.680	(343)	-	-	-	38.537
Innergy Holding S.A. (a)	1	-	-	-	-	-	1
Norgas S.A.	3.099	-	224	(1.049)	(230)	-	2.044
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	5.304	-	(93)	-	-	(435)	4.776
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	6.122	-	(49)	-	(172)	-	5.901
Petropower Energía LTDA	14.924	-	5.828	(29.379)	-	18.938	10.311
Golfo Guayaquil Petronap Compañía de Economía Mixta	-	40	-	-	-	-	40
Primax Holding S.A.	1	-	757	-	-	(728)	30
Forenergy S.A.	30	209	(31)	-	(5)	-	203
Primax S.A.	36.900	-	8.097	(7.730)	-	-	37.267
Totales	78.181	50.744	12.559	(38.158)	(3.144)	17.775	117.957

a) La participación en ganancias y pérdidas en coligadas, incluye una pérdida de MUS\$1.029, correspondiente a GNL Chile S.A., y una pérdida de MUS\$8.800 correspondiente a Innergy Holding S.A. El reconocimiento del valor patrimonial para ambas empresas fue discontinuado en años anteriores por cuanto presentaron patrimonio negativo y se presenta en nota 19.

c) Detalle información financiera

El resumen de los principales saldos de los estados financieros de las sociedades coligadas con influencia significativa son los siguiente :

DETALLE	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Activos	1.925.624	1.862.076
Pasivos	(1.470.202)	(1.365.107)
Patrimonio	(455.422)	(496.969)
Ingresos	2.274.773	2.063.011
Gastos	(2.012.053)	(2.014.750)
Resultado	242.773	48.261

d) Inversión en otras sociedades

En el rubro otros activos no corrientes se incluyen las inversiones en otras sociedades, que se detallan como sigue:

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Electrogas S.A.	2	2
Inversiones Electrogas S.A.	5.130	5.130
Gasoducto del Pacífico Cayman Ltd	-	5
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	-	20.217
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	-	14.051
Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. (a)	12.705	12.705
Sociedad Nacional Marítima S.A. (b)	1.668	1.668
Asociación Gremial de Industriales Químicos A.G	6	6
Terminales Marítimos Patagónicos S.A.	7.664	7.664
Total	27.175	27.175

Los saldos por cobrar y por pagar con estas sociedades forman parte de los rubros deudores comerciales y acreedores comerciales para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008, de acuerdo al siguiente detalle:

SALDOS POR COBRAR

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Moneda	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
76.384.550-8	Sociedad Nacional Marítima S.A.	Compra de servicios	US\$	0	191	0
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Compra de servicios	US\$	14	8	2

SALDOS POR PAGAR

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Moneda	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
76.384.550-8	Sociedad Nacional Marítima S.A.	Compra de servicios	US\$	205	3.149	4.111
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Compra de servicios	US\$	888	2.698	2.807

TRANSACCIONES

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
76.384.550-8	Sociedad Nacional Marítima S.A.	Transporte marítimo de productos	48.361	43.492
76.384.550-8	Sociedad Nacional Marítima S.A.	Venta de servicios	194	194
76.384.550-8	Sociedad Nacional Marítima S.A.	Arriendo de naves cabotaje	0	643
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Transporte de productos vía oleoductos	44.432	48.010
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Venta de servicios varios	120	80

11. PARTICIPACIONES EN NEGOCIOS CONJUNTOS:

A continuación se presenta un detalle de las participaciones en negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008.

Negocios conjuntos	Porcentaje de participación			Monto de la inversión en el negocios conjuntos			Menos: pérdidas por deterioro			Monto neto de la inversión en negocios conjuntos		
	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
a. Explotación												
Área Magallanes (a)	50,00	50,00	50,00	99.392	117.731	179.060	-	-	-	99.392	117.731	179.060
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	50,00	50,00	50,00	41.051	35.682	29.553	-	-	-	41.051	35.682	29.553
Cam 2A Sur (c)	50,00	50,00	50,00	13.056	13.226	31.610	12.217	12.217	10.070	839	1.009	21.540
East Rast Qattara (d)	50,50	50,50	50,50	23.456	16.448	16.066	-	-	-	23.456	16.448	16.066
b. Exploración												
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	33,33	33,33	33,33	155	8.595	643	-	-	-	155	8.595	643
La Invernada (b)	50,00	50,00	50,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bloque 2 - Rommana (c)	40,00	40,00	40,00	2.400	2.400	2.424	-	-	-	2.400	2.400	2.424
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman (d)	30,00	30,00	30,00	1.818	1.930	1.818	-	-	-	1.818	1.930	1.818
Bloque Mehr (e)	33,00	33,00	33,00	27.262	27.262	19.394	27.262	27.262	-	-	-	19394
Totales				208.590	223.274	280.568	39.479	39.479	10.070	169.111	183.795	270.498

A continuación se detallan las principales operaciones de explotación y exploración controladas conjuntamente a través de las cuales se obtienen ingresos e incurrir en gastos.

a. Explotación

(a) Área Magallanes

Con fecha 4 de enero de 1991, Enap Sipetrol Argentina S.A. y Yacimientos Petrolíferos Fiscales 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 este contrato, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área.

(b) Campamento Central - Cañadón Perdido

En diciembre de 2000, Enap Sipetrol 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 deno-

minadas 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.

(c) Cam 2A Sur

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 CAM 2A 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.

(d) East Rast Qattara

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 australia-

na Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el Bloque East Rast 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.

Con fecha 28 de agosto de 2008 se materializó la venta de la totalidad de la participación de Oil Search Ltda., a Kuwait Energy Company.

b. Exploración

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

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 31 de marzo 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. Dicho contrato de Unión Transitoria de Empresas fue inscrito con fecha 17 de abril de 2008 ante la Inspección General de Justicia bajo el N 63, Libro 2 de Contratos de Colaboración de Empresas.

(b) La Invernada

Bloque licitado por la Dirección de Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén el 9 de junio de 2003 y adjudicado a Wintershall Energía S.A. (WIAR) con fecha efectiva 29 de octubre del 2003. El contrato de exploración se firmó entre WIAR y la Dirección de Hidrocarburos el día 11 de noviembre de 2003. La Sociedad, luego de evaluar el potencial exploratorio de este bloque, suscribió con WIAR un Joint Study and Bidding Agreement, para obtener una opción de entrada por un 50% de participación en condiciones "ground floor". Con fecha 21 de diciembre de 2004 mediante Decreto de la Provincia de Neuquén 2949, se aprobó la cesión del 50% de la participación de Wintershall Energía S.A. en el Contrato y Permiso de Exploración a favor de Enap Sipetrol Argentina S.A.

Con fecha 29 de marzo de 2005 se celebró el Contrato de Unión Transitoria de Empresas el cual se encuentra inscrito ante la Inspección General de Justicia bajo el N°74, Libro 01 de fecha 10 de mayo de 2005.

Con fecha 24 de septiembre de 2008 el Operador Wiar presentó ante la Subsecretaría de Hidrocarburos y Energía de la provincia del Neuquén la solicitud de reversión total del área de exploración La Invernada. A la fecha de emisión de los presentes esta-

dos la Sociedad se encuentra a la espera de la respuesta de la mencionada Subsecretaría a dicha solicitud y no existen valores activados en los estados financieros asociados a este proyecto.

c) Bloque 2 - Rommana

Enap Sipetrol S.A. a través de su filial Sipetrol International S.A., se adjudicó en Egipto a fines de diciembre 2006 un contrato de exploración, sujeto a los términos, procedimientos y aprobaciones necesarias por parte de las autoridades egipcias.

El Bloque 2 en tierra es operado por Sipetrol International S.A. con una participación de 40% en el consorcio conformado con PTT Exploration and Production Public Company Limited ("PTTEP") y Céntrica con un 30% cada una. Esta área está localizada en el norte del SINAB y tiene una superficie de 6.200 kms2.

Con fecha 18 de septiembre de 2007 se firmó el Concession Agreement por el bloque, comenzando así la etapa de exploración.

(d) Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman

Enap Sipetrol S.A. a través de su filial Sipetrol International S.A., se adjudicó en Egipto a fines de diciembre 2006 un contrato de exploración, sujeto a los términos, procedimientos y aprobaciones necesarias por parte de las autoridades egipcias.

El Bloque 8, costa afuera, será operado por Edison International SPA con una participación de 40% en el consorcio conformado junto a PTT Exploration and Production Public Company Limited ("PTTEP") y Sipetrol Internacional S.A. con un 30% cada una. Esta área está ubicada en el noreste de Egipto, Mar Mediterráneo, con una superficie de 4.294 kms2.

Con fecha 18 de septiembre de 2007 se firmó el Concession Agreement por el bloque, comenzando así la etapa de exploración.

(e) Bloque Mehr

Enap Sipetrol S.A., a través de su filial Sipetrol International S.A., posee el 33% de participación en el Bloque Mehr en sociedad con Repsol YPF y OMV,

siendo este último su operador. Desde la obtención de la concesión en el 2001, el bloque se encuentra en su etapa de exploración, habiéndose realizado un descubrimiento.

Con fecha 30 de junio 2007, la NIOC (National Iranian Oil Company) declaró la comercialidad del Bloque, hecho que dio inicio a la negociación de un plan de desarrollo para el área y el contrato de desarrollo respectivo. En diciembre de 2008 se recibió de parte de NIOC un documento conteniendo observaciones a la propuesta de plan de desarrollo del consorcio, la que al no ser económicamente viable para las empresas que lo conforman (Sipetrol, OMV y Repsol), generó la decisión unánime de retirarse del proceso de negociación, reservándose el dere-

cho a exigir reembolso de los gastos incurridos en la etapa de exploraciones conforme lo establece en contrato de servicios de exploración.

OMV como operador del bloque Mehr, en representación del consorcio conformado con Repsol y Enap Sipetrol S.A. a través de su filial Sipetrol Internacional S.A., entregó con fecha 24 de enero de 2009, una carta dirigida al Director de Exploración de la NIOC, informando que se ha tomado la decisión unánime de no continuar con las negociaciones relativas al desarrollo del yacimiento Band-e-Karkheh. Esta decisión se debe a que no ha sido posible establecer un acuerdo con NIOC respecto al Plan de Desarrollo necesario para la explotación de este descubrimiento realizado por el consorcio.

Considerando que se ha dado cumplimiento a las obligaciones contractuales, se comunicó a NIOC la activación de la cláusula que da derecho a recuperar los gastos de exploración y a la tarifa de servicio (Remuneration Fee), conforme a los términos establecidos en el Contrato de Servicios de Exploración suscrito entre el consorcio y NIOC.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, bajo un criterio prudencial y considerando los elementos con que cuenta la administración, la filial Sipetrol International S.A., mantiene una provisión, por el valor de la inversión que asciende a MUS\$ 27.262.

A continuación se detallan los activos, pasivos de cada uno de los negocios conjuntos:

Negocios conjuntos	Activos corrientes en el negocio conjunto			Activos no corrientes en el negocio conjunto			Pasivos corrientes en el negocio conjunto			Pasivos no corrientes en el negocio conjunto		
	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
a. Explotación												
Área Magallanes (a)	18.946	20.088	7.905	94.595	56.975	43.278	38.110	17.578	16.292	6.189	1.037	3.660
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	15.890	17.764	15.201	79.338	50.457	83.228	31.963	15.550	31.307	5.191	918	7.038
Cam 2A Sur (c)	2.445	5.663	1.824	12.206	16.084	9.987	4.917	4.957	3.760	799	293	845
East Rast Qattara (d)	17.508	23.197	-	22.741	6.997	-	4.715	16.550	-	18.341	-	-
b. Exploración												
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	611	-	-	3.051	-	-	1.229	-	-	200	-	-
La Invernada (b)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bloque 2 - Rommana (c)	219	5.900	-	284	1.780	-	59	4.109	-	229	-	-
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman (d)	1.532	447	-	1.990	135	-	413	311	-	1.605	-	-
Bloque Mehr (e)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	57.151	73.059	24.930	214.205	132.428	136.493	81.406	59.055	51.359	32.554	2.248	11.543

A continuación se detallan los ingresos ordinarios, costos de venta y resultados de cada uno de los negocios conjuntos.

Negocios conjuntos	Ingresos Ordinarios en negocios conjuntos			Costo de venta en negocios conjuntos			Resultado en negocios conjuntos		
	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
a. Explotación									
Área Magallanes (a)	66.584	85.613	511	54.831	86.506	19.354	2.764	(3.618)	(26.113)
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	37.358	43.310	51.344	35.203	39.634	38.205	110	769	6.053
Cam 2A Sur (c)	4.328	7.552	6.184	4.993	15.655	5.041	(3.311)	(6.502)	-55
East Rast Qattara (d)	26.517	14.072	530	16.815	9.063	44	8.457	(6.657)	(1.267)
b. Exploración									
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	-	-	-	891	(3.644)	-	(28.146)	7.791	-
La Invernada (b)	-	-	-	2	37	-	(14)	(151)	-
Bloque 2 - Rommana (c)	144	-	-	232	1	-	(981)	(584)	-
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman (d)	-	-	-	1.257	-	-	(17.932)	(1.235)	-
Bloque Mehr (e)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	134.931	150.547	58.569	114.224	147.252	62.644	(39.053)	(10.187)	(21.382)

c) Acuerdos de Operación conjunta de ENAP en Chile:

Bloque Dorado Riquelme

Con fecha 24 de agosto de 2009 entró en vigencia el CEOP Methanex 50% y ENAP 50% siendo ENAP el operador, dándose inicio al primer periodo exploratorio de 36 meses. A fines de septiembre de 2009 se ha declarado la comercialidad del Yacimiento Palenque, adicionando a los pozos descubiertos, pozos adicionales para el desarrollo de este yacimiento. Desde la vigencia del CEOP hasta el 31 de diciembre de 2009, se perforaron en el bloque 6 pozos, siendo 2 de desarrollo del área Palenque y 4 exploratorios en las zonas denominadas Tropilla, Punta del Cerro y Cruceros. De igual forma, las instalaciones de superficie existentes en el bloque se han ampliado para permitir la producción del gas encontrado y para las pruebas de los nuevos pozos de exploración exitosos, lo cual ha permitido alcanzar un volumen máximo de producción de 1 millón de metros cúbicos por día en el mes de diciembre de 2009.

Bloque Lenga

Al 15 de Enero, se ha terminado de perforar, de correr perfiles geofísicos y de entubar el pozo Carmen BX-1, primer sondeo de obligación contractual. Del mismo modo, el segundo pozos Carmen B-X1 se ha terminado de perforar y está en etapa de evaluación.

Bloque Coirón

Se decidió declarar desierta y repetir la licitación por equipo de perforación, debido a los excesivos precios solicitados en las ofertas. La licitación por servicios de perforación y "wire-line", está en la etapa final.

Bloque Caupolicán

Continúa la negociación del Joint Operating Agreement (JOA). Al 31 de diciembre se encuentra acordado alrededor del 90% de las cláusulas.

El 9 de diciembre se realizó una reunión especial de socios con carácter de OCM donde se acordó el pro-

grama y presupuesto para el 1er año contractual que comprende desde el 28 de abril de 2009 al 27 de abril de 2010. El programa acordado incluye lo siguiente:

- > programación de 300 Km2 de sísmica 3D
- > programación del 1er pozo exploratorio
- > reentrada en Clarencia 1-A
- > estudios varios.

Parte de este programa ya se venía realizando desde mayo pasado.

El día 11 de diciembre se efectuó la primera reunión del Comité de Coordinación entre la contratista (Petromagallanes/ENAP) con el Estado representado por el Ministerio de Minería. En esta reunión se formalizó el programa de trabajo y el presupuesto para el primer año contractual.

12. OTROS NEGOCIOS

A continuación se detallan las principales operaciones para las actividades de explotación

(a) Pampa del Castillo - La Guitarra

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 hidrocarburífera denominada Pampa del Castillo - La Guitarra, localizada en la provincia de Chubut, Argentina.

(b) Paraíso, Biguno, Huachito y Mauro Dávalos Cordero

Con fecha 7 de octubre de 2002, se firmó un contrato de prestación de servicios con la Empresa de

Petróleos del Ecuador - PETROECUADOR y su filial la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador - Petroproducción, para explotar y desarrollar los campos Paraíso, Biguno, Huachito (PBH) y Mauro Dávalos Cordero (MDC), ubicados en la cuenca oriente del Ecuador. Por medio de este contrato de Servicios Específicos, la Sociedad se comprometió a realizar las inversiones para el desarrollo de los campos por un valor estimado de MUS\$90.000, que consideraban la perforación de 16 pozos (9 en PBH y 7 en MDC), la construcción de una estación de producción en MDC, adecuación de facilidades y un campamento. A la vez, adquirió el derecho de explotación y operación, asumiendo el 100% de los costos de operación y administración de los campos.

Con fecha 08 de agosto de 2006, se suscribió un contrato modificatorio al contrato del campo MDC, celebrado con PETROECUADOR, mediante el cual SIPEC se comprometió a ampliar el programa de inversiones que contempla la perforación de 7 pozos y ampliar la facilidad de producción. Con estos nuevos pozos se certificarán reservas adicionales que permitirán incrementar las reservas actuales de 31.6 a 57.0 millones de bbl de petróleo crudo.

El detalle de Otros Negocios en los cuales participa Grupo ENAP a través de Enap Sipetrol S.A. al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Negocio	Monto de la inversión en negocios conjuntos			Menos: Pérdidas por deterioro			Monto neto de la inversión en negocios conjuntos		
	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Pampa el Castillo (a)	147.389	154.425	82.600	-	-	-	147.389	154.425	82.600
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	26.039	27.286	29.519	-	-	-	26.039	27.286	29.519
Mauro Dávalos Cordero (b)	75.831	71.675	70.882	-	-	-	75.831	71.675	70.882
Totales	249.259	253.386	183.001	-	-	-	249.259	253.386	183.001

Proyectos	Ingresos Ordinarios en otros negocios			Costos de venta en otros negocios			Resultado en otros negocios		
	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Pampa el Castillo (a)	91.475	100.166	114.646	74.131	73.933	85.640	7.512	11.797	19.599
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	14.221	29.595	22.282	9.809	11.756	10.533	2.827	16.808	11.033
Mauro Dávalos Cordero (b)	53.389	99.882	66.160	26.397	38.906	26.163	18.791	37.640	24.587
Totales	159.085	229.643	203.088	110.337	124.595	122.336	29.130	66.245	55.219

13. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

Clasificación de activos y pasivos instrumentos financieros

El detalle de los instrumentos financieros de activos, clasificación por naturaleza y categoría al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008 es el siguiente:

31 de diciembre de 2009

	Activos financieros mantenidos para negociar	Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	2.824
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	889.923	-	-
Total corriente	-	-	-	889.923	-	2.824
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	54.614
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	38.929	-	-
Total no corriente	-	-	-	38.929	-	54.614
Total				928.852		57.438

31 de diciembre de 2008

	Activos financieros mantenidos para negociar	Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	24.636
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	900.091	-	-
Total corriente	-	-	-	900.091	-	24.636
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	252
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	33.595	-	-
Total no corriente	-	-	-	33.595	-	252
Total	-	-	-	933.686	-	24.888

01 de enero de 2008

	Activos financieros mantenidos para negociar	Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	25.664
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	1.282.401	-	-
Total corriente	-	-	-	1.282.401	-	25.664
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	5.124
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	21.355	-	-
Total no corriente				21.355	-	5.124
Total				1.303.756		30.788

El detalle de los instrumentos financieros de pasivos, clasificación por naturaleza y categoría al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008 es el siguiente:

31 de diciembre de 2009				
Pasivos	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Pasivos financieros a valor razonable con cambio en resultado	Préstamos y cuentas por cobrar	Derivados de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Préstamos que devengan interés	-	-	602.509	-
Instrumentos derivados	-	-	-	8.890
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.400.200	-
Total pasivos corriente	-	-	2.002.709	8.890
Préstamos que devengan interés	-	-	2.365.088	-
Instrumentos derivados	-	-	-	68.484
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	3.744	-
Total pasivos no corriente	-	-	2.368.832	68.484
Total	-	-	4.371.541	77.374

31 de diciembre de 2008				
Pasivos	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Pasivos financieros a valor razonable con cambio en resultado	Préstamos y cuentas por cobrar	Derivados de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Préstamos que devengan interés	-	-	984.171	-
Instrumentos derivados	-	-	-	18.446
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.601.019	-
Total pasivos corriente	-	-	2.585.190	18.446
Préstamos que devengan interés	-	-	1.437.402	-
Instrumentos derivados	-	-	-	139.316
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	7.243	-
Total pasivos no corriente	-	-	1.444.645	139.316
Total	-	-	4.029.835	157.762

01 de enero de 2008				
Pasivos	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Pasivos financieros a valor razonable con cambio en resultado	Préstamos y cuentas por cobrar	Derivados de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Préstamos que devengan interés	-	-	248.472	-
Instrumentos derivados	-	-	-	2.302
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	2.551.553	-
Total pasivos corriente	-	-	2.800.025	2.302
Préstamos que devengan interés	-	-	1.436.235	-
Instrumentos derivados	-	-	-	24.739
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	8.679	-
Total pasivos no corriente	-	-	1.444.914	24.739
Total	-	-	4.244.939	27.041

b) Activos y pasivos por instrumentos de cobertura

El Grupo ENAP, siguiendo la política de gestión de riesgos financieros descrita en la Nota 5, realiza contrataciones de derivados financieros para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés, moneda (tipo de cambio) y precios de combustibles.

Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligacio-

nes financieras y corresponden a swaps de tasa de interés y collars de cero costo.

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto al peso (CLP), Unidad de Fomento (U.F.) y Euros (EUR), entre otras, producto de inversiones u obligaciones existentes en monedas distintas al dólar. Estos instrumentos corresponden principalmente a Forwards y Cross Currency Swaps.

Los derivados de WTI (zero cost collar y 3W zero cost collar) destinados a proteger, dentro de una banda, el precio de un porcentaje de sus embarques de petróleo crudo. Esta estrategia es complementada con el uso de contratos de venta swap de productos refinados.

El desglose de los activos y pasivos de cobertura, atendiendo a la naturaleza de las operaciones, es el siguiente:

	31.12.09		31.12.08		01.01.08	
Activos de Cobertura	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Cobertura de tipo de cambio						
Cobertura flujo de caja	2.824	54.614	54	252	381	4.128
Cobertura de tasa de interés						
Cobertura flujo de caja	-	-	-	-	1.217	996
Cobertura de WTI						
Cobertura flujo de caja	-	-	24.582	-	24.066	-
Totales	2.824	54.614	24.636	252	25.664	5.124

	31.12.09		31.12.08		01.01.08	
Pasivos de Cobertura	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Cobertura de tipo de cambio						
Cobertura flujo de caja	-	-	920	36.817	2.113	4.128
Cobertura de tasa de interés						
Cobertura flujo de caja	5.340	68.484	5.134	102.499	-	20.611
Cobertura de WTI						
Cobertura flujo de caja	3.550	-	12.392	-	189	-
Totales	8.890	68.484	18.446	139.316	2.302	24.739

El detalle de la cartera de instrumentos de cobertura de Grupo ENAP es el siguiente:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre		
			31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Obligaciones no garantizadas (Bonos)	51.049	(37.737)	(3.884)
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Arrendamiento financiero	3.596	252	4.128
SWAP	Tasa de interés	Préstamos bancarios	(67.259)	(97.461)	(16.446)
Zero Cost Collar	Tasa de interés	Préstamos bancarios	(6.596)	(10.172)	(1.952)
Zero Cost Collar	WTI	Existencia	(2.038)	12.190	23.877
3W Zero Cost Collar	WTI	Existencia	(1.512)	-	-
Forward	Tipo de cambio	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	2.824	54	(1.976)
Totales			(19.936)	(132.874)	3.747

Al cierre del 31 de diciembre de 2009 el Grupo ENAP ha reconocido en resultados los siguientes montos por ineffectividad y por valor del dinero en el tiempo de los derivados:

		Ganancia (Pérdida) Por ineffectividad 31.12.09 MUS\$	Ganancia (Pérdida) Por valor en el tiempo 31.12.09 MUS\$
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	-	-
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	-	-
SWAP	Tasa de interés	(281)	-
Zero Cost Collar	Tasa de interés	-	(716)
Zero Cost Collar (*)	WTI	-	(2.077)
3W Zero Cost Collar (*)	WTI	-	(2.015)
Forward	Tipo de Cambio	20	-
Totales		(261)	(4.808)

(*) Estos montos se encuentran registrados dentro del rubro "Costo de venta".

c) Otros antecedentes sobre instrumentos financieros

A continuación se detallan los vencimientos de las coberturas

Desglose por vencimiento		31 de diciembre de 2009								
		Valor razonable		Nacional						
Derivados financieros	2009	2010	2011	2012	2014	2015	Posteriores a 2015	Total		
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$		
Cobertura de tipo de cambio										
Cobertura flujo de caja	57.469	685.230	1.545	137.512	1.726	1.790	5.110	834.576		
Cobertura de tasa de interés										
Cobertura flujo de caja	(73.855)	105.571	147.073	292.919	36.639	38.550	201.716	1.127.218		
Totales	(16.386)	790.801	148.618	430.431	38.365	40.340	206.826	1.961.794		
Valor razonable MUS\$		2010 Miles de Barriles							Total Miles Barriles	
Cobertura de WTI										
Cobertura flujo de caja	(3.550)	5.950						5.950		
31 de diciembre de 2008										
Derivados financieros	Valor razonable		Nacional							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Posteriores a 2015	Total	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
Cobertura de tipo de cambio										
Cobertura flujo de caja	(37.431)	376.316	1.365	1.416	137.378	1.525	1.582	1.641	5.131	
Cobertura de tasa de interés										
Cobertura flujo de caja	(107.633)	89.529	80.571	82.073	82.919	304.750	36.639	38.550	201.716	
Totales	(145.064)	465.845	81.936	83.489	220.297	306.275	38.221	40.191	206.847	
Valor razonable MUS\$		2009 Miles de Barriles							Total Miles Barriles	
Cobertura de WTI										
Cobertura flujo de caja	12.190	6.040							6.040	

El monto nacional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por ENAP y EPEs, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

d) Jerarquías del valor Razonable

El Grupo calcula el valor justo de los derivados financieros usando parámetros de mercado, los cuales son ajustados al perfil de vencimiento de cada operación.

Las operaciones forward que cubren la exposición al tipo de cambio de las cuentas por cobrar provenientes de las ventas facturadas en pesos chilenos son valoradas utilizando como referencia las curvas forward peso-dólar disponible en el mercado.

Las operaciones cross currency swap que cubren la exposición a la fluctuación del dólar de los pasivos financieros denominados en UF son valoradas como el valor presente de los flujos futuros en UF (activo) y USD (pasivo). Para calcular dichos valores presentes se utilizan curvas de tasas UF y LIBOR de merca-

do, las cuales son ajustadas a las fechas relevantes de los flujos contemplados en cada operación.

Las operaciones interest rate swap que cubren la exposición a la fluctuación de la tasa LIBOR de los pasivos financieros que devengan tasa variable en base LIBOR son valoradas como el valor presente de los flujos futuros. Para calcular dichos valores presentes se utilizan las curvas de tasas LIBOR de mercado, las cuales son ajustadas a las fechas relevantes de los flujos contemplados en cada operación.

Las operaciones de opciones sobre WTI que cubren la exposición a la variación del precio internacional de las importaciones de petróleo crudo de ENAP son valoradas utilizando herramientas de cálculo proveídas por plataformas de información financiera. Dichas herramientas recogen las curvas de futuros

de los precios del WTI en el mercado, ajustándolas al perfil de vencimiento de cada operación.

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera, se clasifican según las siguientes jerarquías:

(a) Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

(b) Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio); y

(c) Nivel 3: inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

INSTRUMENTOS FINANCIEROS MEDIDOS A VALOR RAZONABLE

	31.12.09 MUS\$	Nivel1 MUS\$	Nivel2 MUS\$	Nivel3 MUS\$
Activos de Cobertura				
Cobertura flujo de caja	57.438	-	57.438	-
Totales	57.438	-	57.438	-
Pasivos de Cobertura				
Cobertura flujo de caja	77.374	-	77.374	-
Totales	77.374		77.374	

14. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es el siguiente:

Detalle	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Petróleo crudo en existencias	283.635	126.789	404.906
Petróleo crudo en tránsito	120.124	109.214	281.440
Productos terminados	536.773	451.654	627.650
Productos en tránsito	30.175	70.183	206.280
Materiales en bodega y en tránsito	89.646	88.758	78.204
Totales	1.060.353	846.597	1.598.480

Información Adicional de Inventario	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios		-
Costos de Inventarios Reconocidos como Gasto durante el Período	6.311.902	11.980.384

Al 30 de septiembre de 2009, se realizó un ajuste ascendente a MUS\$ 11.553 con el objeto de dejar valorizado el mix de la canasta de productos terminados a sus respectivos precios de realización, en atención a que los costos de producción como los precios de compra los excedían. El ajuste mencionado se presenta disminuyendo el valor de los inventarios de productos terminados con cargo a los costos de explotación.

15. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es el siguiente:

DEUDORES COMERCIALES

Rubro	Total Corriente			Total No Corriente		
	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Deudores por Ventas	747.109	715.866	977.149	-	-	-
Deudores Varios	84.062	126.343	193.379	18	19	19
Otros Deudores	3.025	10.307	9.181	25.947	20.928	6.682
Estimación deudores incobrables	(1.282)	(1.282)	(300)	-	-	-
Totales	832.914	851.234	1.179.409	25.965	20.947	6.701

Los saldos incluidos en este rubro no devengan intereses.

El período medio de cobro a clientes es de 21 días, sin considerar los deudores varios ni otros deudores.

a) Vigencia cuentas por cobrar vencidas y no deterioradas

A continuación se detalla la vigencia de las cuentas por cobrar vencidas pero no deterioradas:

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Hasta 90 días	102.173	43.763	85.026
Más de 90 días hasta 1 año	10.062	43.374	33.063
Más de 1 año	8.117	5.478	3.574
Totales	120.352	92.615	121.663

b) Provisiones de incobrables

El monto de la provisión de cuentas incobrables al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 son las siguientes:

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Hasta 90 días	-	-	-
Más de 90 días hasta 1 año	-	-	-
Más de 1 año	1.282	1.282	300
Totales	1.282	1.282	300

Considerando la solvencia de los deudores y el comportamiento histórico de la cobranza, el Grupo ha estimado que la provisión de deudores incobrables al 31.12.2009 es suficiente.

Los valores razonables de deudores comerciales, deudores varios y otras cuentas por cobrar corresponden a los mismos valores comerciales.

16. PATRIMONIO NETO**a) Cambios en el patrimonio**

Por Ord. N°1.272 del 28 de diciembre de 2007, el Ministerio de Hacienda suspendió transitoriamente por el período 2007, la política de traspaso de utilidades de ENAP al Fisco. Al mismo tiempo, dejó sin efecto, transitoriamente para dicho año, el traspaso de utilidades a todo evento, para completar el 14% de rentabilidad sobre el patrimonio con utilidades retenidas de períodos anteriores.

El artículo 2° de la Ley N°20.278 autorizó al Ministerio de Hacienda para efectuar por una sola vez, un aporte extraordinario de capital a la Empresa Nacional del Petróleo por un monto de MUS\$ 250.000, que se financiará con recursos disponibles en activos financieros del Tesoro Público. Dicho aporte se concretó mediante Decreto Supremo N°1389, de 29 de octubre de 2008, por el cual el Ministerio de Hacienda procedió a la modificación del presupuesto vigente del Tesoro Público que permitió el aporte de capital que se hizo efectivo el día 10 de noviembre de 2008.

Por Ord. N° 64 del 23/01/2009, el Ministerio de Hacienda autorizó lo siguiente:

a) Suspender temporalmente para el año 2009, la política de traspasos del 100% de los dividendos anuales de la filiales a ENAP, correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008;

b) Suspender transitoriamente, para el año 2009, la política de traspaso de utilidades de ENAP al Fisco (por los resultados generados el año 2008),

La política de reparto de utilidad que rige a ENAP, establecida mediante Resolución del Ministerio de Hacienda N°25 de 11 de agosto de 2005, a través del cual se estableció que ENAP debe traspasar un mínimo de recursos al Fisco, ya sea como impuesto a la renta (40%) y/o como anticipo de utilidades, correspondiente a un 14% de rentabilidad sobre el patrimonio, con utilidades retenidas de períodos anteriores.

b) Capital emitido

El detalle del capital pagado al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

CAPITAL EMITIDO			
	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Capital pagado	1.182.700	1.182.700	932.700
Totales	1.182.700	1.182.700	932.700

Gestión de capital

La gestión de capital, referida a la administración del patrimonio de la compañía, tiene como objetivo principal, la administración de capital del Grupo ENAP, de acuerdo al siguiente detalle:

- > Asegurar el normal funcionamiento de sus operaciones y la continuidad del negocio en el largo plazo.
- > Asegurar el financiamiento de nuevas inversiones a fin de mantener un crecimiento sostenido en el tiempo.

- > Mantener una estructura de capital adecuada acorde a los ciclos económicos que impactan al negocio y a la naturaleza propia de la industria.
- > Maximizar el valor del Grupo ENAP en el mediano y largo plazo.

En línea con lo anterior, los requerimientos de capital son incorporados en base a las necesidades de financiamiento del Grupo, cuidando mantener un nivel de liquidez adecuado y cumpliendo con los resguardos financieros establecidos en los contratos de deuda vigentes y en los compromisos contraídos con el dueño. El Grupo ENAP maneja su estructura de capital y realiza ajustes en base a las condiciones económicas predominantes, de manera de mitigar los riesgos asociados a condiciones de mercado adversas y recoger las oportunidades que se puedan generar para mejorar la posición de liquidez del Grupo ENAP.

c) Otras Reservas

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es el siguiente:

Composición	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Conversión de moneda extranjera (iii)	(70.683)	(75.396)	(72.233)
Revalorización de propiedades (i)	195.770	198.016	198.016
Cobertura (ii)	(45.514)	(36.251)	4.937
Otras reservas varias (iv)	19.763	25.067	4.124
Totales	99.336	111.436	134.844

i) Revalorización de propiedades

Como parte del proceso de primera adopción de las NIIF, El Grupo ENAP decidió medir sus activos de terrenos a su valor razonable como costo atribuido a la fecha de transición del 1 de enero de 2008. Los valores razonables de los terrenos ascendieron a MUS\$198.016, dichos valores fueron determinados por un especialista externo de la industria.

ii) Reservas de Cobertura

	Total 01.01.08 MUS\$	Total 31.12.08 MUS\$	Movimiento 2009 MUS\$	Total 31.12.09 MUS\$
Saldo al inicio del ejercicio	4.937	4.937	(4.937)	-
Ganancia /(pérdida) reconocidas en las coberturas de flujos de:				
Cross Currency Swap / Bonos y Arriendo Financiero	-	252	(11.087)	(10.835)
Opción ZCC: 3WZCC, SWAP / WTI	-	12.190	(11.648)	542
SWAP y Opción ZCC tasa de interés préstamos bancarios	-	(61.461)	11.597	(49.864)
Contratos Forward de cambio de moneda extranjera	-	54	2.749	2.803
Swap de coligada GNL Quintero	-	-	(20.586)	(20.586)
Impuesto Renta diferido derivados	-	7.777	24.649	32.426
Totales	4.937	(36.251)	(9.263)	(45.514)

iii) Reserva de conversión de monedas extranjeras

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Saldo al inicio del ejercicio	(75.396)	(72.233)	(72.233)
Resultado por cambios en empresas coligadas que llevan la contabilidad en moneda nacional	4.713	(3.163)	-
Totales	(70.683)	(75.396)	(72.233)

iv) Otras reservas varias

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Saldo Inicial	25.067	4.124	4.124
Ajuste patrimonial en Petropower Energia Ltd.	(3.786)	20.943	-
Ajuste reservas en Innergy Holding S.A.	(1.518)	-	-
Totales	19.763	25.067	4.124

d) Resultados retenidos

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Saldo al inicio del ejercicio	(1.109.495)	(20.069)	(20.069)
Variación ajustes primera adopción	(45.351)	(72.526)	-
Resultado del ejercicio	195.923	(955.505)	-
Variación neta resultados acumulados	83.109	(61.395)	-
Totales	(875.814)	(1.109.495)	(20.069)

17. INTERÉS MINORITARIO

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio y resultados de sociedades filiales al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es el siguiente:

Entidad	Interés Minoritario Patrimonial			Participación en resultado	
	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Otras sociedades (Entidades de Propósito Especial)	37.501	11.797	44.554	4.430	4.638
Enap Refinerías S.A.	117	196	318	30	217
Totales	37.618	11.993	44.872	4.460	4.855

18. PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES

El detalle de los préstamos que devengan intereses al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

No garantizadas	Corriente			No Corriente		
	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Préstamos de Entidades Financieras	457.433	638.692	54.671	647.530	374.314	371.676
Obligaciones con el Público (*)	23.846	5.866	6.083	1.269.112	539.658	555.002
Líneas de crédito	-	8.303	-	-	-	-
Arrendamiento Financiero	1.766	1.842	1.530	17.458	12.821	17.156
Documentos por pagar (forfaiting)	-	304.978	146.124	-	-	-
SubTotales	483.045	959.681	208.408	1.934.100	926.793	943.834
Garantizadas						
Préstamos en entidades financieras	119.464	24.490	40.064	430.988	510.609	492.401
SubTotales	119.464	24.490	40.064	430.988	510.609	492.401
Totales	602.509	984.171	248.472	2.365.088	1.437.402	1.436.235

* A costo amortizado.

a. Préstamos de Entidades Financieras

El desglose por moneda y vencimiento de los préstamos de entidades financieras (garantizados y no garantizados) que devengan intereses al 31 de diciembre de 2009, 31 diciembre 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

PRÉSTAMOS DE ENTIDADES FINANCIERAS**31 de diciembre de 2009**

Sociedad	Nombre Acreedor	Moneda	Pago de Intereses	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Garantía
Enercon	BNP - Paribas	Dólares	Semestral	4,64%	4,64%	Garantizada
Etalsa	Kreditanstalt fur Wiederaufbau	Dólares	Semestral	4,52%	4,52%	Garantizada
Petrosul	Kreditanstalt fur Wiederaufbau	Dólares	Semestral	6,98%	6,98%	Garantizada
Prodisa	BNP - Paribas	Dólares	Semestral	6,04%	6,04%	Garantizada
Prodisa	BNP - Paribas	Dólares	Semestral	3,10%	3,10%	Garantizada
Prodisa	BNP - Paribas (Cesce)	Dólares	Semestral	4,38%	4,38%	Garantizada
CHBB	Société Générale	Dólares	Semestral	6,43%	6,43%	Garantizada
Enap Sipetrol Argentina	Banco Latinoamericano de Exportaciones S.A. (Bladex) (6)	Dólares	Vencimiento	4,60%	4,60%	Garantizada
ENAP	Export Dev Canada	Dólares	Vencimiento	1,62%	1,62%	No Garantizada
ENAP	Banco de Chile	Dólares	Vencimiento	0,97%	0,97%	No Garantizada
ENAP	Banco de Chile	Dólares	Vencimiento	1,65%	1,65%	No Garantizada
ENAP	Banco de Chile	Dólares	Vencimiento	0,97%	0,97%	No Garantizada
ENAP	Banco de Chile	Dólares	Vencimiento	0,97%	0,97%	No Garantizada
ENAP	Itau	Dólares	Vencimiento	1,20%	1,20%	No Garantizada
ENAP	JP Morgan Chase Bank	Dólares	Vencimiento	1,25%	1,25%	No Garantizada
ENAP	The Royal Bank	Dólares	Vencimiento	1,28%	1,28%	No Garantizada
ENAP	JP Morgan Chase Bank (1)	Dólares	Vencimiento	4,27%	2,46%	No Garantizada
ENAP	Calyon N.Y Branch (2)	Dólares	Semestral	5,84%	2,80%	No Garantizada
ENAP	Banco HSBC (8)	Dólares	Semestral	2,60%	0,75%	No Garantizada
ENAP	BNP Paribas (8)	Dólares	Semestral	2,10%	0,85%	No Garantizada
ENAP	Banco Santander London (8)	Dólares	Vencimiento	2,59%	0,71%	No Garantizada
	Totales					

Corriente						No Corriente		
Valor nominal	Indeterminado	Hasta 1 mes	De 1 a 3 meses	De 3 a 12 meses	Total al 31.12.09	De 1 a 5 años	5 años y mas	Total al 31.12.09
MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
410.000	-	-	21.300	13.404	34.704	151.528	196.484	348.012
29.940	-	-	2.490	2.243	4.733	4.794	-	4.794
20.554	-	-	1.547	1.308	2.855	7.251	-	7.251
34.459	-	1.991	-	1.508	3.499	17.798	2.094	19.892
13.917	-	700	-	544	1.244	5.441	3.264	8.705
53.215	-	2.717	-	2.105	4.822	23.757	8.189	31.946
21.981	-	68	1.360	1.154	2.582	9.234	1.154	10.388
65.000	-	-	25	65.000	65.025	-	-	-
50.000	-	327	50.000	-	50.327	-	-	-
100.000	-	63	100.000	-	100.063	-	-	-
30.000	-	19	30.000	-	30.019	-	-	-
26.000	-	14	26.266	-	26.280	-	-	-
45.000	-	24	45.115	-	45.139	-	-	-
25.000	-	41	25.000	-	25.041	-	-	-
75.000	-	125	75.000	-	75.125	-	-	-
79.000	-	128	79.443	-	79.571	-	-	-
220.000	-	675	-	-	675	226.226	-	226.226
150.000	-	23	-	-	23	149.051	-	149.051
50.000	-	39	-	-	39	49.495	-	49.495
100.000	-	25.045	-	-	25.045	73.510	-	73.510
150.000	-	86	-	-	86	149.248	-	149.248
	-	32.085	457.546	87.266	576.897	867.333	211.185	1.078.518

31 de diciembre de 2008

Sociedad	Nombre Acreedor	Moneda	Pago de Intereses	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Garantía
Enercon	BNP - Paribas	Dólares	Semestral	3,75%	3,75%	Garantizada
Etalsa	Kreditanstalt fur Wiederaufbau	Dólares	Semestral	4,52%	4,52%	Garantizada
Petrosul	Kreditanstalt fur Wiederaufbau	Dólares	Semestral	6,98%	6,98%	Garantizada
Prodisa	BNP - Paribas	Dólares	Semestral	6,04%	6,04%	Garantizada
Prodisa	BNP - Paribas	Dólares	Semestral	3,10%	3,10%	Garantizada
Prodisa	BNP - Paribas (Cesce)	Dólares	Semestral	4,38%	4,38%	Garantizada
CHBB	Société Générale	Dólares	Semestral	6,43%	6,43%	Garantizada
Enap Sipetrol Argentina	BBVA Banco Francés S.A. (5)	Dólares	Única	6,35%	6,35%	No Garantizada
Enap Sipetrol Argentina	ABN AMRO Bank NY (7)	Dólares	Única	5,80%	5,80%	No Garantizada
ENAP	ABN Amro Bank NY (4)	Dólares	Única	6,86%	4,04%	No Garantizada
ENAP	Calyon (4)	Dólares	Única	5,92%	2,47%	No Garantizada
ENAP	BNP Paribas (4)	Dólares	Única	3,89%	2,15%	No Garantizada
ENAP	JP Morgan (4)	Dólares	Única	4,45%	4,45%	No Garantizada
ENAP	Scotiabank (4)	Dólares	Única	3,83%	3,83%	No Garantizada
ENAP	JP Morgan Chase Bank (4)	Dólares	Semestral	4,50%	3,31%	No Garantizada
ENAP	Calyon N.Y Bank (2)	Dólares	Semestral	2,40%		No Garantizada
ENAP	JP Morgan Chase Bank (1)	Dólares	Semestral	4,04%	2,46%	No Garantizada
ENAP	Calyon N.Y Branch (2)	Dólares	Semestral	3,76%	2,80%	No Garantizada
	Totales					

1 de enero de 2008

Sociedad	Nombre Acreedor	Moneda	Pago de Intereses	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Garantía
	BBVA	Dólares				No Garantizada
Enercon	BNP - Paribas	Dólares	Semestral	5,90%	5,90%	Garantizada
Etalsa	Kreditanstalt fur Wiederaufbau	Dólares	Semestral	4,52%	4,52%	Garantizada
Petrosul	Kreditanstalt fur Wiederaufbau	Dólares	Semestral	6,98%	6,98%	Garantizada
Prodisa	BNP - Paribas	Dólares	Semestral	6,04%	6,04%	Garantizada
Prodisa	BNP - Paribas	Dólares	Semestral	3,10%	3,10%	Garantizada
Prodisa	BNP - Paribas (Cesce)	Dólares	Semestral	4,38%	4,38%	Garantizada
CHBB	Société Générale	Dólares	Semestral	6,43%	6,43%	Garantizada
Enap Sipetrol Argentina	BBVA Banco Francés S.A. (5)	Dólares	Única	6,35%	6,35%	No Garantizada
Enap Sipetrol Argentina	JP Morgan Agenciado (3)	Dólares	5 años	6,05%	6,05%	Garantizada
ENAP	JP Morgan Chase Bank (1)	Dólares		3,31%	3,31%	No Garantizada
ENAP	Calyon N.Y Bank (2)	Dólares		2,40%	2,40%	No Garantizada
ENAP	JP Morgan Chase Bank (1)	Dólares	Semestral	5,63%	2,46%	No Garantizada
ENAP	Calyon N.Y Branch (2)	Dólares	Semestral	5,34%	2,80%	No Garantizada
	Totales					

Las tasas interés nominal informadas para los créditos con vencimiento semestrales son anuales y en el caso de los otros créditos las tasas son mensual.

Valor nominal	Indeterminado	Corriente				No Corriente		
		Hasta 1 mes	De 1 a 3 meses	De 3 a 12 meses	Total al 31.12.08	De 1 a 5 años	5 años y más	Total al 31.12.08
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
410.000	-	-	5.168	-	5.168	148.320	261.680	410.000
29.940	-	-	2.460	2.053	4.513	9.182	-	9.182
20.554	-	-	1.534	1.220	2.754	9.820	-	9.820
34.459	-	-	1.973	1.434	3.407	16.786	6.091	22.877
13.917	-	-	738	560	1.298	5.607	4.317	9.924
53.215	-	-	2.702	2.016	4.718	22.750	13.361	36.111
21.981	-	81	1.397	1.154	2.632	11.542	1.154	12.696
45.000	-	-	-	46.317	46.317	-	-	-
10.000	-	-	-	10.156	10.156	-	-	-
174.000	-	1.749	-	184.791	186.540	-	-	-
100.000	-	1.198	-	100.000	101.198	-	-	-
100.000	-	1.850	-	100.000	101.850	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
45.000	-	68	-	45.000	45.068	-	-	-
145.000	-	181	-	145.000	145.181	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
220.000	-	2.233	-	-	2.233	226.336	-	226.336
150.000	-	149	-	-	149	147.977	-	147.977
	-	7.509	15.972	639.701	663.182	598.320	286.603	884.923

Valor nominal	Indeterminado	Corriente				No Corriente		
		Hasta 1 mes	De 1 a 3 meses	De 3 a 12 meses	Total al 01.01.08	De 1 a 5 años	5 años y más MUS	Total al 01.01.08
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
-	-	-	2.099	7.528	9.627	-	-	-
410.000	-	-	-	-	-	-	375.047	375.047
29.940	-	-	2.431	1.880	4.311	13.200	-	13.200
20.554	-	-	1.521	1.139	2.660	12.219	-	12.219
34.459	-	-	1.954	1.352	3.306	15.859	9.844	25.703
13.917	-	-	880	561	1.441	5.607	5.521	11.128
53.215	-	-	2.688	1.930	4.618	21.786	18.313	40.099
21.981	-	-	1.436	1.249	2.685	11.542	3.463	15.005
40.000	-	-	-	40.529	40.529	-	-	-
21.000	-	-	-	21.044	21.044	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
220.000	-	4.132	-	-	4.132	225.042	-	225.042
150.000	-	383	-	-	382	146.634	-	146.634
	-	4.515	13.009	77.212	94.735	451.889	412.188	864.077

(1) J.P. MORGAN CHASE BANK.

El 15 de junio de 2006, se realizó el cierre de una operación de refinanciamiento por un monto de MUS\$220.000 del crédito Sindicado existente y que se hizo efectivo a partir del 5 de septiembre de 2006 ("Effective Date"), por parte de ENAP. Mediante esta operación, ENAP ha suscrito con quince bancos internacionales un contrato bajo la ley de Nueva York denominado "Second Amended and Restated Term Loan Agreement", que modifica el contrato de crédito de fecha 31 de agosto de 2004, que con dicha fecha modificaba un contrato de crédito anterior, de fecha 29 de Agosto de 2003. La actual modificación se refiere a: (i) la consolidación en un solo crédito de los vencimientos del año 2007 al 2009 del principal, de los dos tramos existentes en el crédito vigente (Tramo 1 y Tramo 2), y (ii) la modificación del plazo de vencimiento de las cuotas de principal para llevarlo a un solo pago ("bullet") a 7 años plazo, es decir con vencimiento en septiembre de 2013.

La tasa de interés aplicable a esta nueva operación fue de LIBOR+0,20% para los cuatro primeros años, LIBOR + 0,225 para el quinto y sexto año y LIBOR + 0,25% para el séptimo año.

El cambio en el plazo de crédito, que originalmente tenía amortizaciones en los años 2006 a 2009, significó liberar fondos para el financiamiento de las inversiones del Grupo ENAP para los próximos años. El spread sobre la tasa de interés permanece prácticamente inalterado respecto al crédito original (LIBOR+0,20% entre 2006 y 2008 y LIBOR+0,225% en 2009). Dado que se trata de un refinanciamiento de pasivos, esta transacción no tuvo impacto en el nivel de pasivos del Grupo ENAP.

(2) CALYON NEW YORK BRANCH.

En diciembre de 2006, la Empresa obtuvo un crédito sindicado por un monto de MUS\$150.000, otorgado por un grupo de bancos, actuando como

agente el Banco Calyon New York Branch. Mediante esta operación, ENAP ha suscrito un contrato de crédito sindicado bajo la ley de Nueva York (denominado "Term Loan Agreement"), con un grupo de 12 bancos internacionales. El préstamo tiene un plazo de 7 años, y se pagará en 6 amortizaciones semestrales iguales, cancelando la primera cuota el 14 de junio de 2011.

La tasa de interés anual aplicable a esta operación es de LIBOR + 0,175% para los primeros tres años, LIBOR + 0,20% para el cuarto y quinto año y LIBOR + 0,225% para el sexto y séptimo año.

(3) J.P. Morgan Chase Bank Agenciado.

Con fecha 18 de diciembre de 2003, Enap Sipetrol Argentina S.A. obtuvo un préstamo sindicado por MUS\$125.000, a 5 años plazo, con pago de capital e intereses mensuales. Se garantizó con las exportaciones de petróleo y gas de la Cuenca Austral y con una garantía contingente de ENAP. Este préstamo fue sindicado por el JP Morgan Chase Bank, en él participaron 10 bancos extranjeros. La tasa de interés pactada es LIBOR más un spread anual de 0,75%. Con fecha 18 de diciembre de 2008, finalizó esta obligación con J.P. Morgan.

(4) J.P Morgan y Scotiabank.

A final del año 2008, ENAP suscribió créditos de corto plazo por un total de MUS\$579.840. Los créditos fueron tomados con Scotiabank, JP Morgan, ABN AMRO Bank N.V., Calyon y BNP Paribas a tasas que van entre 3,65% y 6,8% anual.

(5) BBVA Banco Francés S.A.

Con fecha 21 de julio de 2008, Enap Sipetrol Argentina S.A. obtuvo un nuevo préstamo por MUS\$6.000, con pago de capital e intereses al vencimiento el día 19 de enero de 2009, la tasa de interés es de 6,35% anual. A la fecha de emisión de estos estados financieros esta obligación se encuentra pagada.

Con fecha 15 de julio de 2008, Enap Sipetrol Argentina S.A., renovó préstamos suscritos el BBVA Banco Francés en el año 2007, con dos nuevos préstamos de MUS\$30.000 y MUS\$9.000, con pago de capital e intereses al vencimiento, 20 de enero de 2009. La tasa de interés aplicada es de 6,35% nominal anual. A la fecha de emisión de estos estados financieros esta obligación se encuentra pagada.

(6) Banco Latinoamericano de Exportaciones S.A. (Bladex).

Con fecha 30 de junio de 2009, Enap Sipetrol Argentina S.A., suscribió un préstamo por MUS\$65.000 con vencimiento al 28 de junio de 2010, con pago de capital al vencimiento e intereses semestrales. Este préstamo es garantizado por el Grupo ENAP. La tasa de interés es Libor más 3,5%.

(7) ABN AMRO BANK NV.

Con fecha 15 de julio de 2008, Enap Sipetrol Argentina S.A. suscribió un crédito con ABN AMRO BANK N.V. por MUS\$ 10.000, con pago de capital e intereses al vencimiento. La tasa de interés pactada es de LIBO + 2,2% semestral. Con fecha 12 de enero de 2009 se pagó este crédito.

(8) Banco HSBC.

Con fecha 17 de junio de 2009, ENAP suscribió 3 créditos a 3 años plazo con Banco Santander London, BNP Paribas y HSBC por montos de MUS\$150.000, MUS\$100.000 y MUS\$ 50.000 respectivamente, con amortizaciones a partir del segundo año y un interés anual de LIBOR mas un spread con rango entre 1.25% y 1.50%.

b. Obligaciones con el Público

El detalle y vencimientos de las obligaciones con el público se presentan en cuadro adjunto:

Descripción	Colocación	Nombre Acreedor	País	Moneda	Valor Nominal	Pago Intereses	Amortización Capital	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Garantía	Plazo años	Corriente		
												31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Tipo 144 A (b)	Extranjera	JP Morgan	EE.UU	US\$	290.000.000	Semestral	Al vencimiento	6,75%	3,80%	Sin Garantía	10	2.567	2.527	2.528
Tipo 144 A (b)	Extranjera	Deutsche Bank	EE.UU	US\$	150.000.000	Semestral	Al vencimiento	4,88%	2,90%	Sin Garantía	10	2.170	2.174	2.161
N° 303 A1 y A2 (a)	Nacional	Banco de Chile	Chile	UF	3.250.000	Semestral	Al vencimiento	4,25%	2,50%	Sin Garantía	10	1.406	1.165	1.394
B-ENAP - B (c)	Nacional	Banco de Chile	Chile	UF	9.750.000	Semestral	Al vencimiento	4,33%	2,20%	Sin Garantía	10	8.536	-	-
Tipo 144 A (d)	Extranjera	Santander	EE.UU	US\$	300.000.000	Semestral	Al vencimiento	6,25%	3,30%	Sin Garantía	10	9.167		
Totales												23.846	5.866	6.083

Descripción	Colocación	Nombre Acreedor	País	Moneda	Valor Nominal	Pago Intereses	Amortización Capital	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Garantía	Plazo años	No Corriente		
												31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Tipo 144 A (b)	Extranjera	JP Morgan	EE.UU	US\$	290.000.000	Semestral	Al vencimiento	6,75%	3,80%	Sin Garantía	10	285.773	284.741	283.584
Tipo 144 A (b)	Extranjera	Deutsche Bank	EE.UU	US\$	150.000.000	Semestral	Al vencimiento	4,88%	2,90%	Sin Garantía	10	148.873	148.764	147.959
N° 303 A1 y A2 (a)	Nacional	Banco de Chile	Chile	UF	3.250.000	Semestral	Al vencimiento	4,25%	2,50%	Sin Garantía	10	138.647	106.153	123.459
B-ENAP - B (c)	Nacional	Banco de Chile	Chile	UF	9.750.000	Semestral	Al vencimiento	4,33%	2,20%	Sin Garantía	10	400.307	-	-
Tipo 144 A (d)	Extranjera	Santander	EE.UU	US\$	300.000.000	Semestral	Al vencimiento	6,25%	3,30%	Sin Garantía	10	295.512	-	-
Totales												1.269.112	539.658	555.002

a) Bonos ENAP I-2002 Serie A Subseries A-1 y A-2

Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa inscribió en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el N°303, la emisión de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local, la cual se efectuó con fecha 22 de octubre de 2002. Esta colocación se efectuó en dos subseries A-1 y A-2, cuyas características son las siguientes:

La colocación de bonos en el mercado local fue por UF 3.250.000. El plazo de vencimiento es de 10 años, los pagos de intereses son semestrales, la tasa de interés es de un 4,25% anual y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

b) Bonos Internacionales

Con fecha 5 de noviembre de 2002, la Empresa efectuó la emisión y colocación de bonos del tipo

144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 6,75% anual, por un monto de MUS\$290.000.

Con fecha 16 de marzo de 2004, la Empresa efectuó la emisión y colocación de bonos del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,875% anual, por un monto de MUS\$150.000.

El plazo de vencimiento de ambas colocaciones es de 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

c) Bono serie B

Con fecha 15 de enero de 2009, la Empresa inscribió en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el N°303, la emisión de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local.

La colocación del bono en el mercado local se efectuó durante el mes de enero y fue por monto de UF 9.750.000. El plazo de vencimiento es de 10 años, los pagos de intereses son semestrales, la tasa de interés es de pago UF + 4,33% anual, y la amortización de capital es al vencimiento.

d) Bono Internacional

Con fecha 30 de junio de 2009, la Empresa efectuó emisión y colocación de bonos del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 6,25% anual por un monto de MUS\$300.000.

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

19. PROVISIONES

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Concepto	Corriente			No Corriente		
	31.12.09	31.12.08	01.01.08	31.12.09	31.12.08	01.01.08
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Provisión por contratos	-	17.700	-	-	-	-
Desmantelamiento, costos restauración y rehabilitación (a)	18.000	18.000	500	51.474	63.004	71.660
Indemnización por años de servicios (b)	-	-	-	155.556	120.353	148.464
Participación en utilidades y bonos del personal (c)	29.769	35.122	32.657	-	-	-
Provisión impuesto renta (DL)	-	-	-	8.565	5.015	126.359
Patrimonio negativos inversiones (d)	9.129	7.138	4.365	-	89.697	82.378
Contratos onerosos (f)	-	-	-	18.115	62.155	67.330
Otras provisiones (e)	42.828	50.011	21.138	5.259	11.581	19.616
Totales	99.726	127.971	58.660	238.969	351.805	515.807

a) Bajo esta clase de provisión se agrupan los desembolsos estimados que el Grupo deberá de realizar a futuro por concepto de remediaciones medio ambientales, plataforma y pozos, las cuales se sustentan con un plan detallado de actividad que se encuentra en aplicación.

b) Corresponde a las indemnizaciones por años de servicios a todo evento que Grupo ENAP mantiene con los trabajadores, que se detallan en los contratos colectivos vigentes a la fecha.

c) Corresponden a todos los beneficios y bonos que el Grupo ENAP deberá cancelar a los trabajadores y que se encuentran establecidos en los contratos colectivos vigentes o contratos de trabajo según como sea el caso.

d) Corresponde a provisiones por patrimonio negativo de las inversiones en Innergy y GNL Chile S.A..

e) Bajo esta clase de provisión, se agrupan los desembolsos que realizará el grupo ENAP a futuro por servicios recibidos, bienes adquiridos y estimaciones de gastos con base suficiente a la espera de su formalización o realización.

f) Corresponden al reconocimiento de obligaciones por concepto de contrato onerosos con Innergy Holding S.A. y Gas Valpo S.A.

	Provisión por contratos	Desmantelamiento Costos reestructuración rehabilitación	Participación en Utilidades y Bonos del personal	Contratos Onerosos	Patrimonio Negativo	Otras Provisiones	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Movimientos en Provisiones							
Provisión Total, Saldo Inicial al 01.01.08	-	72.160	32.657	67.330	86.752	315.568	574.467
Provisiones Adicionales	17.700	29.905	27.127		10.092	286.747	371.571
Provisión Utilizada	-	-	(20.457)	(5.175)		(251.954)	(277.586)
Reversión de Provisión	-	(21.061)	-		(9)	(1.370)	(22.440)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera		-	(4.205)			(24.966)	(29.171)
Otro Incremento (Decremento)	-	-	-			(137.065)	(137.065)
Provisión Total, Saldo Final al 31.12.08	17.700	81.004	35.122	62.155	96.835	186.960	479.776

	Provisión por contratos	Desmantelamiento Costos reestructuración rehabilitación	Participación en Utilidades y Bonos del personal	Contratos Onerosos	Patrimonio Negativo	Otras Provisiones	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Movimientos en Provisiones							
Provisión Total, Saldo Inicial al 31.12.08	17.700	81.004	35.122	62.155	96.835	186.960	479.776
Provisiones Adicionales			39.335		1.991	172.336	213.662
Provisión Utilizada			(50.443)	(44.040)		(181.932)	(276.415)
Reversión de Provisión	(17.700)	(708)	-		(89.697)	(5.107)	(113.212)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera		-	7.270			37.388	44.658
Otro Incremento (Decremento)	-	(10.822)	(1.515)			2.563	(9.774)
Provisión Total, Saldo Final al 31.12.09	-	69.474	29.769	18.115	9.129	212.208	338.695

20. INGRESOS ORDINARIOS

El detalle de este rubro es el siguiente:

INGRESOS

Detalle	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Venta de crudo	163.794	152.155
Venta de gas	132.942	145.377
Venta de productos refinados	6.639.027	11.609.265
Venta de servicios petroleros	83.756	239.650
Otros ingresos de operación	77.984	36.285
Totales	7.097.503	12.182.732

21. SEGMENTOS OPERATIVOS

Criterios de segmentación

La estructura de segmentación utilizada por el Grupo ENAP y definida por el Directorio de ENAP, es en primer lugar, en función de las distintas líneas de negocios y en segundo lugar, según su distribución geográfica.

Las líneas de negocios anteriormente mencionadas son Exploración, Producción y Refinación, Logísticas y Distribución.

Segmentos principales de negocio del grupo consolidado:

➤ Exploración y producción, que incluye las operaciones exploratorias de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y de la geotermia, así como su desarrollo, producción y comercialización.

➤ Refinación, logística y distribución, que incluye las actividades destinadas a la adquisición de petróleo crudo y otros insumos para la producción; desarrollar la producción de combustibles (gasolina, petróleo diesel, fuel oil, kerosene, gas licuado, entre otros) y otros productos derivados del petróleo (solventes, bases para la fabricación de asfaltos, etileno y otros productos petroquímicos); el almacenamiento, transporte y comercialización de los mismos en el mercado chileno e internacional, incluyendo el negocio de distribución mayorista en Perú.

El Directorio y el Gerente General del Grupo ENAP son los encargados de la toma de decisiones respecto a la administración y asignación de recursos y respecto a la evaluación del desempeño de cada uno de los segmentos operativos anteriormente descritos.

A continuación se presenta la información por segmentos de estas actividades al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

31 diciembre 2009 MUS\$				
	Exploración y Producción (E&P)	Refinación, Logística y Comercialización (RL&C)	Otros (1)	Total
Ingresos ordinarios	544.032	7.666.584	(1.113.113)	7.097.503
Costo de venta	(378.714)	(7.539.333)	1.098.548	(6.819.499)
Margen Bruto	165.318	127.251	(14.565)	278.004
Otros Ingresos de Operación	4.187	66.670	11.798	82.655
Otros Ingresos intereses			-	-
Gastos de Administración	(40.627)	(35.452)	(21.254)	(97.333)
Otros Gastos Varios de Operación	(78.792)	(20.749)	(670)	(100.211)
Costos Financieros	(11.508)	(111.617)	(49.313)	(172.438)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	(156)	12.543	60.300	72.687
Diferencia de Cambio	(3.247)	65.416	(10.594)	51.575
Otras Ganancias (Pérdidas)	2.477	345	4.970	7.792
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto	37.652	104.407	(19.328)	122.731
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(17.197)	80.219	(31.121)	31.901
Ganancia (Pérdida) después de Impuesto	20.455	184.626	(50.449)	154.632
Ganancia (Pérdida) Operaciones discontinuas (2)	45.751	-	-	45.751
Ganancia (Pérdida)	66.206	184.626	(50.449)	200.383
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria	109	(5.237)	668	(4.460)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Mayoritaria	66.206	184.626	(50.449)	200.383
Ganancia (Pérdida)	66.315	179.389	(49.781)	195.923

31 diciembre 2008 MUS\$

	Exploración y Producción (E&P)	Refinación, Logística y Comercialización (RL&C)	Otros (1)	Total
Ingresos Ordinarios	681.267	13.257.070	(1.755.605)	12.182.732
Costo de venta	(487.585)	(14.206.185)	1.766.870	(12.926.900)
Margen Bruto	193.682	(949.115)	11.265	(744.168)
Otros Ingresos de Operación	23.124	17.828	61.386	102.338
Gastos de Administración	(51.321)	(35.803)	(20.224)	(107.348)
Costos de Reestructuración				-
Otros Gastos Varios de Operación	(30.390)	(44.352)	(42.685)	(117.427)
Costos Financieros	(13.032)	(169.936)	(18.410)	(201.378)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	-	-	2.730	2.730
Diferencia de Cambio	1.474	(109.573)	(20.957)	(129.056)
Otras Ganancias (Pérdidas)	2.566	357	5.149	8.072
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto	126.103	(1.290.594)	(21.746)	(1.186.237)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(34.694)	140.800	117.979	224.085
Ganancia (Pérdida) después de Impuesto	91.409	(1.149.794)	96.233	(962.152)
Ganancia (Pérdida) Operaciones discontinuas	6.647	-	-	6.647
Ganancia (Pérdida)	98.056	(1.149.794)	96.233	(955.505)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria	(7)	5.856	(994)	4.855
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Mayoritaria	98.063	(1.155.650)	97.227	(960.360)
Ganancia (Pérdida)	98.056	(1.149.794)	96.233	(955.505)

1. Bajo esta línea se presentan los ajustes de eliminación en consolidación y los resultados generados por el Grupo ENAP, siendo los ítems más significativos; i) las transacciones de ingresos y costos por compra/venta de productos e insumos entre las empresas del Grupo ENAP por MUS\$- 1.113.113 y MUS\$ 1.098.548 respectivamente para el año 2009 y MUS\$- 1.755.605 y MUS\$ 1.766.870 para el año 2008 y ii) los impuestos especiales por MUS\$ -31.121 para el 2009 y MUS\$ 117.979 para el año 2008, las cuales corresponden al 40% de impuesto adicional al que está afecto el Grupo ENAP, de acuerdo a lo establecido en D.L. 2.398.

2. Corresponde a los ingresos generados por la venta del proyecto North Bahariya, venta que fue realizada el 31 de marzo de 2009, por MUS\$45.751.

Detalle de ingresos según criterios de segmentación:

	31.12.09			31.12.08		
	Exploración y Producción (E&P)	Refinación, Logística y Comercialización (RL&C)	Total	Exploración y Producción (E&P)	Refinación, Logística y Comercialización (RL&C)	Total
Ventas Geográficas	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Nacionales	165.116	6.196.362	6.361.478	157.409	10.945.883	11.103.292
Extranjeras	231.628	504.397	736.025	314.943	764.497	1.079.440
Total	396.744	6.700.759	7.097.503	472.352	11.710.380	12.182.732

	31.12.09			31.12.08		
	Exploración y Producción (E&P)	Refinación, Logística y Comercialización (RL&C)	Total	Exploración y Producción (E&P)	Refinación, Logística y Comercialización (RL&C)	Total
Venta por Productos	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Gas Licuado de Petróleo	-	385.176	385.176	-	581.465	581.465
Gasolinas	-	1.773.206	1.773.206	-	2.761.067	2.761.067
Kerosene	-	559.309	559.309	-	939.422	939.422
Diesel	-	2.933.417	2.933.417	-	5.533.792	5.533.792
Petróleo Combustible	-	760.477	760.477	-	1.367.984	1.367.984
Otros Productos	-	225.817	225.817	-	423.543	423.543
Gas	83.832	49.110	132.942	145.377	-	145.377
Crudo	163.794	-	163.794	152.155	-	152.155
Venta de servicios y otros de la explotación	149.118	14.247	163.365	174.820	103.107	277.927
Total	396.744	6.700.759	7.097.503	472.352	11.710.380	12.182.732

Activos y Pasivos por Segmentos Operativos

Actualmente el Grupo ENAP no mantiene un control y registro de los activos por segmentos reportables en sus sistemas de reporte interno y tampoco dicha información es utilizada por el Directorio como parte del proceso de toma de decisiones de negocio y asignación de recursos. Los pasivos financieros del

Grupo ENAP están centralizados y controlados a nivel corporativo y no se presentan por segmentos reportables.

Los principales clientes del Grupo ENAP a nivel nacional son Copec, Petrobras, Terpel, Esso y Methanex.

22. COSTOS FINANCIEROS

El desglose de los costos financieros al 31 de diciembre de 2009 y 2008:

Conceptos	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Intereses de sobregiros y préstamos bancarios	61.796	61.564
Intereses de obligaciones con el público	59.585	35.311
Intereses de obligaciones por leasing	533	547
Gastos por otros	5.264	8.163
Gastos intereses cuentas por pagar	24.631	92.675
Total gastos por intereses	151.809	198.260
Ganancia / Pérdida por liquidaciones de derivados (swap)	19.729	-
Otros efectos por valorización de derivados (time value e ineffectividades)	996	-
Intereses devengados por swap	1.120	3.118
Menos:		
Intereses capitalizados	(1.216)	-
Total costos financieros	172.438	201.378

23. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

a) Situación fiscal

Todas las sociedades del Grupo ENAP presentan individualmente sus declaraciones de impuestos, de acuerdo con la norma fiscal aplicable en cada país.

El (Gasto) ingreso tributario y diferido del ejercicio al 31 de diciembre de 2009 y 2008, es el siguiente:

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
(Gasto) ingreso por Impuestos Corrientes	(10.360)	34.683
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente		94.530
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior		(55)
Otro (Gasto) ingreso por Impuesto Corriente	(1.846)	(1.069)
(Gasto) ingreso por Impuestos Corrientes, Neto, Total	(12.206)	128.089
(Gasto) ingreso Diferido por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	44.107	95.996
(Gasto) ingreso por Impuestos Diferidos, Neto, Total	44.107	95.996
(Gasto) ingreso por Impuesto a las Ganancias	31.901	224.085
	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
(Gasto) ingreso por Impuestos Corrientes, Neto, Extranjero	(7.139)	(22.177)
(Gasto) ingreso por Impuestos Corrientes, Neto, Nacional	(5.067)	150.266
(Gasto) ingreso por Impuestos Corrientes, Neto, Total	(12.206)	128.089

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
(Gasto) ingreso por Impuestos Diferidos, Neto, Extranjero	560	5.730
(Gasto) ingreso por Impuestos Diferidos, Neto, Nacional	43.547	90.266
(Gasto) ingreso por Impuestos Diferidos, Neto, Total	44.107	95.996

b) Conciliación del resultado contable con el resultado fiscal

La conciliación de la tasa de impuestos legal vigente en Chile y la tasa efectiva de impuestos aplicables al Grupo ENAP, se presenta a continuación:

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
(Gasto) ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	(69.957)	677.746
Efecto Impositivo de Tasas en Otras Jurisdicciones	(2.722)	(8.105)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	1.269	(1.247)
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(819)	(775)
Efecto Impositivo de la utilización de pérdidas fiscales no reconocidas anteriormente	74.964	94.530
Efecto Impositivo de Cambio en las Tasas Impositivas	48.568	(453.661)
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(19.402)	(84.403)
Ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal, Total	101.858	(453.661)
(Gasto) ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	31.901	224.085

	31.12.09 %	31.12.08 %
Tasa Impositiva Legal (%)	57,00%	57,00%
Efecto la Tasa Impositiva de Tasas de Otras Jurisdicciones (%)	(2,22)%	0,68%
Efecto en Tasa Impositiva de Ingresos Ordinarios No Imponibles (%)	1,03%	0,10%
Efecto en Tasa Impositiva de Gastos No Deducibles (%)	(0,67)%	(0,07)%
Efecto en Tasa Impositiva de Cambios en Tasas de Otras Jurisdicciones (%)		
Efecto Impositivo de la utilización de pérdidas fiscales no reconocidas anteriormente	61,08%	(7,95)%
Efecto en Tasa Impositiva de Cambios en Tasas de Otras Jurisdicciones (%)	39,57%	38,15%
Otro Incremento (Decremento) en Tasa Impositiva Legal (%)	(15,82)%	7,10%
Ajustes a la Tasa Impositiva Legal, Total (%)	82,99%	38,15%
Tasa Impositiva Efectiva (%)	(25,99)%	18,85%

Las tasas de impuestos aplicadas para el Grupo ENAP, son de un 17% para las filiales nacionales (ERSA, Sipetrol y EPE's) y en el caso de ENAP Matriz, la tasa aplicada es de un 57%, la que incluye la tasa 17% más un 40% del D.L 2.398.

Los otros incrementos o decrementos por impuestos legales, corresponden a los impuestos, a las utilidades devengadas de las filiales.

Los impuestos para las sociedades extranjeras se calculan según las tasas impositivas en las respectivas jurisdicciones.

c) Activos y pasivos por impuestos diferidos

El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

ACTIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS, RECONOCIDOS

	31.12.09	31.12.08	01.01.08
	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Acumulaciones (o devengos)	13.432	58.947	4.767
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	40.546	46.755	36.208
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Contratos de Moneda Extranjera	47.734	24.346	3.361
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	44.533	33.729	-
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Propiedades, Planta y Equipo	7.518	(17.457)	12.761
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Fiscales	136.456	82.072	5.721
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	182.805	202.244	62.822
Activos por Impuestos Diferidos	473.024	430.636	125.639

	31.12.09	31.12.08	01.01.08
	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Activos por Impuestos Diferidos, Créditos Fiscales, No Reconocidos	(9.674)	59.760	17.321
Activos por Impuestos Diferidos, No Reconocidos, Total	(9.674)	59.760	17.321

PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS RECONOCIDOS

	31.12.09	31.12.08	01.01.08
	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	7.817	3.727	-
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Amortizaciones	9.624	5.254	21.755
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Acumulaciones (o Devengos)	187.664	203.131	54.539
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Contratos en Moneda Extranjera	-	-	-
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	52.168	21.354	6.243
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Revaluaciones de Propiedades, Planta y Equipo	11.422	14.000	13.878
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	17.480	62.495	15.910
Pasivos por Impuestos Diferidos	286.175	309.961	112.325

	31.12.09	31.12.08	01.01.08
	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Movimientos en Pasivos por Impuestos Diferidos (Presentación)			
Pasivos por Impuestos Diferidos, Saldo Inicial	263.236	88.531	12.988
Incremento (Decremento) en Pasivo por Impuestos Diferidos	22.939	221.430	99.337
Cambios en Pasivos por Impuestos Diferidos, Total	22.939	221.430	99.337
Pasivos por Impuestos Diferidos, Saldo Final	286.175	309.961	112.325

d) Cuentas por cobrar por impuestos

El detalle de los impuestos por pagar al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008 es el siguiente:

Detalle	31.12.09 MU\$	31.12.08 MU\$	01.01.08 MU\$
IVA Crédito fiscal (Remanente)	104.779	89.326	74.838
Imptos FEP Ley 19030 D.A	1.668	16.559	23.625
Crédito FEPP Ley 20278	210	2.082	89.940
Derechos de aduana	3.105	4.290	16.492
PPM	11.160	34.981	100.533
Recuperación Impuesto de primera categoría	40.915	82.676	-
Otros impuestos del extranjero	17.559	11.081	16.176
Otros impuestos varios	4.114	4.370	28.873
Total	183.510	245.365	350.477

e) Cuentas por pagar por impuestos

El detalle de los impuestos por recuperar al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 01 de enero de 2008 es el siguiente:

Detalle	31.12.09 MU\$	31.12.08 MU\$	01.01.08 MU\$
Iva Débito fiscal	2.171	5.586	6.425
Impto Específico al Diesel	6.856	12.631	-
Impto Específico a la Gasolina	17.169	28.339	19.978
Impto. FEPP Ley 20278	-	25.591	-
Impuestos de retención	3.359	1.502	7.446
Subsidio Isla de Pascua	-	205	305
Otros impuestos del extranjero	-	76	4.574
Impuesto a la renta	162	54.849	41.182
Otros impuestos varios	2.783	5.731	5.272
Totales	32.500	134.510	85.182

f) Resultados y tasa impositivas

	31.12.09 MU\$	31.12.08 MU\$
Resultado antes de impuestos	122.731	(1.186.237)
Gastos por impuestos tasa 17%	73.187	107.925
Impuesto 17%	4.845	73.174
Impuesto Diferido	75.481	56.928
Impuesto en el exterior	(7.139)	(22.177)
Resultado después de impuesto tasa 17%	195.918	(1.078.312)
Gastos por impuestos dl 2398 40%	(41.286)	116.160
Impuesto Renta	(9.912)	77.092
Impuesto Diferido	(31.374)	39.068
Resultado después de impuesto tasa 40%	154.632	(962.152)
Ganancia de operaciones discontinuadas	45.751	6.647
Ganancia (pérdida)	200.383	(955.505)
Interés minoritario	(4.460)	(4.855)
Resultado final	195.923	(960.360)

El resultado de ENAP al 31 de diciembre de 2009 y 2008 después de aplicar la tasa de impuesto del 17% es de MUS\$195.918, y MUS\$1.078.312, que sumado a las utilidades por operaciones discontinuadas a iguales periodos de US\$45.751, y MU\$6.647 respectivamente arrojan una utilidad neta final de US\$241.669 para el año 2009, comparado a la pérdida de MU\$1.071.665 en el año 2008.

24. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Los cuentas por cobrar, por pagar y las transacciones con partes relacionadas son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corriente			No Corriente		
					31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
0-E	Primax S.A.	Venta de productos	Coligada	US\$	20.714	20.566	22.919	-	-	-
78.335.760-7	Petropower Energía Ltda.	Venta de servicios	Coligada	US\$	8.099	16.602	17	1.183	-	-
78.889.940-8	Norgas S.A.	Venta de productos	Coligada	US\$	1.992	1.564	1.292	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Venta de terreno	Coligada	US\$		6.646	73.289	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Cta. cte. mercantil	Coligada	US\$	20.845	1.138	3.757	392	392	150
96.694.400-5	Gas de Chile S.A.	Cta. cte. mercantil	Coligada	US\$		-	-	-	-	230
99.577.350-3	Empresa Nacional de Geotermia S.A.	Cta. cte. mercantil	Coligada	US\$	116	830	527	-	-	-
96.856.650-4	Innergy Holding S.A.	Cta. cte. mercantil	Coligada	US\$		-	5	12.572	11.073	14.274
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Cta. cte. mercantil	Coligada	US\$	436	-	-	-	-	-
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino Chile S.A.	Cta. cte. mercantil	Coligada	US\$	784					
0-E	Gaseoducto del Pacífico Argentina S.A.	Cta. cte. mercantil	Coligada	US\$	3.831					
0-E	Golfo de Guayaquil Petroenap Compañía de Economía Mixta	Cta. cte. mercantil	Coligada	US\$	67	-	-			
99.515.800-0	SK Inversiones Petroquímicas	Cta. cte. mercantil	Relación a través de EPE	US\$	76	60	-	-	-	-
55.100.000-K	Foster Wheeler Ibera	Cta. cte. mercantil	Relación a través de EPE	US\$	49	94	49	-	-	-
59.023.320-4	Man Forrestral AG. Chile	Cta. cte. mercantil	Relación a través de EPE	US\$	-	1.005	815	-	-	-
72.151.100-6	Fundación Europea	Cta. cte. mercantil	Relación a través de EPE	US\$	-	195	195	-	-	-
96.607.560-0	Inversiones Concón S.A.	Cta. cte. mercantil	Relación a través de EPE	US\$	-	157	127	-	-	-
Totales					57.009	48.857	102.992	12.964	12.648	14.654

b) Cuentas por pagar

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corriente			No Corriente		
					31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
0-E	Primax S.A.	Cta. cte. mercantil	Coligada	US\$	13.000	1	-	-	-	-
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino S.A.	Compra de servicios	Coligada	US\$	-	10	-	-	-	-
78.335.760-7	Petropower Energía Ltda.	Compra de servicio	Coligada	US\$	40	46	723	-	-	-
96.668.110-1	Compañía Latinoamérica Petrolera S.A.	Cta. cte. mercantil	Coligada	US\$	-	-	-	-	3.686	4.721
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Compra / venta de divisas	Coligada	US\$	126	46	952	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Cta. cte. mercantil	Coligada	US\$	202	-	-	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Cta. cte. mercantil	Coligada	US\$	14.253	-	-	-	-	-
99.598.300-1	Sigdo Koppers S.A.	Compra de servicio	Relación a través de EPE	US\$	3	-	22	-	-	-
Totales					27.624	103	1.697	-	3.686	4.721

Los saldos y transacciones con entidades relacionadas se ajustan a lo establecido en el artículo N° 89 de la Ley N° 18.046, que establece que las operaciones entre sociedades coligadas, entre la matriz y sus filiales y las que efectúe una sociedad anónima abierta, deberán observar condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado, es decir, hechas en condiciones de independencia mutua entre las partes.

c) Transacciones con partes relacionadas

RUT	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
99.577.350-3	Empresa Nacional de Geotermia	Coligada	Venta de Servicios	233	-
			Aporte de capital	2.685	-
			Reembolso Gastos	236	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Coligada	Reembolso Gastos	431	-
			Aporte de capital	12.116	-
			Intereses	342	-
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Coligada	Dividendo	4.151	-
0-E	Primax S.A.	Coligada	Venta de Productos	190.978	401.720
96.856.650-4	Innergy Holding S.A.	Coligada	Compra de Gas Natural	15.948	11.783
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino Chile S.A.	Coligada	Compra de Servicios	3.572	3.048
			Disminución de capital	5.450	-
78.889.940-8	Norgas S.A.	Coligada	Venta de Productos	44.234	46.865
			Dividendo	1.504	-
78.335.760-7	Petropower Energía Ltda	Coligada	Compra de Servicios	82.963	62.036
			Dividendo	1.186	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Coligada	Préstamo		6.637
			Pago Préstamo	6.637	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Coligada	Compra de Gas Natural	50.065	-
			Préstamo	562	-
			Intereses	46	-

d) Remuneraciones del Directorio

	Cargo	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Santiago González Larraín	Presidente	-	-
Carlos Álvarez Voullieme	Vicepresidente	-	-
Rodolfo Krause Lubascher	Director	15	8
Miguel Moreno García	Director	15	15
Iván Pérez Pavez	Director	15	11
Eduardo González Yáñez	Director	3	17
Jorge Matute Matute	Director	15	17
Radovan Razmilic	Director	-	7
Gustavo Cubillos	Director	-	3
Ramón Jara Ayara	Director	-	-
Axel Juan Christensen de la Cerda	Director	5	-
Totales		68	78

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a MUS\$2.777 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 (MUS\$1.942 para el ejercicio al 31 de diciembre 2008). Estas remuneraciones incluyen salarios, estimación de los beneficios a corto plazo (bono anual) e indemnizaciones pagadas a los ejecutivos claves que prestaron servicios durante los ejercicios informados.

Los cargos considerados en los montos informados corresponden a los 10 ejecutivos superiores del Grupo ENAP que incluyen al Gerente General de ENAP y los ejecutivos que le reportaron directamente durante los ejercicios informados.

Planes de incentivos al personal clave

ENAP cuenta con un Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a todos sus ejecutivos, con excepción del Gerente General.

El propósito de este sistema es incentivar a éstos a agregar valor a la empresa, mejorando el trabajo en equipo y el desempeño individual.

Los factores que considera el modelo para la determinación del incentivo son los siguientes:

➤ Los resultados financieros del año obtenidos por la empresa;

- Los resultados de área, que refleja el nivel de cumplimiento de metas alcanzado por cada una de las gerencias de la empresa; y
- Los resultados individuales, que reflejan el porcentaje de cumplimiento de las metas asignadas a cada ejecutivo.

25. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS

a. Garantías directas Empresa Nacional del Petróleo

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Liberación de garantías	
	Nombre	Relación			2010 MUS\$	2011 y siguientes MUS\$
Dirección Regional de Vialidad, Región de Magallanes y Antártica Chilena.	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantiza la correcta ejecución obras Cruce ruta 255, km 56,5 con colector tropilla 12 3/4, San Gregorio con vencimiento diciembre 2010, por UF 100	Boleta de Garantía Bancaria	4	
Dirección Regional de Vialidad, Región de Magallanes y Antártica Chilena.	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantiza la Correcta aplicación obras Cruce ruta 255, km 56,5 con colector tropilla 12 3/4, San Gregorio con vencimiento diciembre 2010, por UF 50	Boleta de Garantía Bancaria	2	
Dirección Regional de Vialidad, Región de Magallanes y Antártica Chilena.	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Correcta Ejecución obra "Acceso temporal a pozo exploración tropilla F, en rura 255-ch, con vencimiento en diciembre de 2009, por UF 170	Boleta de Garantía Bancaria	7	
Dirección Regional de Vialidad, Región de Magallanes y Antártica Chilena.	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantiza Correcta Aplicación obra "Acceso temporal a pozo exploración tropilla F, en rura 255-ch con venciendo en diciembre de 2010, por UF 40	Boleta de Garantía Bancaria	2	
Dirección General de Aeronáutica Civil	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantiza concesión en "Aeropuerto Mataveri" en Isla de Pascua", con vencimiento en enero 2010 por UF 1.452.	Boleta de Garantía Bancaria	60	
Dirección Regional de Vialidad, Región de Magallanes y Antártica Chilena.	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantizar correcta aplicación de la señalización de las obras acceso temporal pozo exploratorio Dorado, con vencimiento en marzo de 2010, por UF 120	Boleta de Garantía Bancaria	5	
Dirección Regional de Vialidad, Región de Magallanes y Antártica Chilena.	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantizar correcta ejecución de las obras acceso temporal pozo exploratorio Dorado, con vencimiento en marzo de 2010, por UF 200	Boleta de Garantía Bancaria	8	
Dirección Regional de Vialidad, Región de Magallanes y Antártica Chilena.	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantizar fiel cumplimiento de las ordenes del inspector fiscal de las obras acceso temporal pozo exploratorio Dorado, con vencimiento en marzo de 2010, por UF 120.	Boleta de Garantía Bancaria	5	

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Liberación de garantías	
	Nombre	Relación			2010 MUS\$	2011 y siguientes MUS\$
Dirección Regional de Vialidad, Región de Magallanes y Antártica Chilena.	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Responsabilidad civil en la ejecución de obras, acceso temporal pozo exploratorio Dorado, con vencimiento en marzo de 2010, por UF 200.	Boleta de Garantía Bancaria	8	
Dirección General del Territorio Marítimo	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Costo retiro de obras y construcción, con vencimiento en marzo 2010, por MUS\$ 33.	Boleta de Garantía Bancaria	33	
BG LNG Trading LLC-GNL	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Carta de crédito	Carta de crédito	12.155	
BG LNG Trading LLC-GNL	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantiza la compra de Gas Natural Licuado, emitida por el Banco Santander, válida hasta el 30 de septiembre de 2010.	Carta de crédito	1.403	
BG LNG Trading LLC-GNL	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Carta de crédito	Carta de crédito	1.449	
BG LNG Trading LLC-GNL	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Carta de crédito	Carta de crédito	7.731	
BG LNG Trading LLC-GNL	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Carta de crédito	Carta de crédito	14.512	
Dirección General del Territorio Marítimo	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Costo retiro de obras y construcción, con vencimiento en septiembre 2010, por MUS\$ 18.	Boleta de Garantía Bancaria	18	
Dirección General del Territorio Marítimo	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Costo retiro de obras y construcción, con vencimiento en septiembre 2010, por MUS\$ 58.	Boleta de Garantía Bancaria	58	
Subsecretaría de Minería	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantiza el cumplimiento de las inversiones y trabajos del bloque Caupolican CEOP MUS\$4.428, con vencimiento abril 2012.	Boleta de Garantía Bancaria	4.428	
Ministerio de Minería	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Fiel Cumplimiento, en conjunto con Methanex, Bloque Dorado Riquelme por MUS\$3.750, con vencimiento agosto 2012.	Boleta de Garantía Bancaria	3.750	
Banco Latinoamericano Exportador (Bladex)	Empresa Nacional del Petróleo	Matriz	Garantiza Obligación contraída por Enap Sipetrol Argentina S.A por el crédito ascendente a MUS\$65.000.	Carta de crédito		65.000

b. Garantías Directas Filiales

Acreedor de la Garantía	Descripción	Tipo de Garantía	Liberación de garantías	
			2010	2011 y siguientes
INNOVA Chile	Garantiza el correcto uso de un anticipo otorgado con relación al proyecto 209-7321 "Biocomsa S.A.", otorgado por Banco Chile, válida hasta el 26 de abril de 2010.	Boleta de Garantía Bancaria	MUS\$1.380	
INNOVA Chile	Garantiza el fiel cumplimiento del convenio - Ejecución proyecto 209-7321 "Biocomsa S.A.", otorgado por Banco Chile, válida hasta el 26 de abril de 2010.	Boleta de Garantía Bancaria	MUS\$62	
Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante	Garantiza el buen estado de conservación de las mejoras fiscales, emitida por el Banco Santander, válida hasta el 1 de junio de 2010.	Boleta de Garantía Bancaria	MUS\$0.8	
Dirección de Vialidad región del Maule	Cumplimiento señalización obras mantención de oleoducto en rutas k-25 y k-215 comuna Río Claro.	Boleta de Garantía Bancaria	MU\$1	
Dirección de Vialidad región del Maule	Correcta ejecución obras mantención de oleoducto en rutas k-25 y k-215 comuna Río Claro.	Boleta de Garantía Bancaria	MU\$4	
Dirección de Vialidad región del Maule	Cumplimiento señalización obras mantención de oleoducto en rutas L-255 de la comuna de Yervas Buenas.	Boleta de Garantía Bancaria	MU\$1	
Dirección de Vialidad región del Maule	Correcta ejecución obras mantención de oleoducto en rutas L-255 de la comuna de Yervas Buenas.	Boleta de Garantía Bancaria	MU\$4	

c. Garantías indirectas Empresa Nacional del Petróleo

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos	Liberación de garantías	
	Nombre	Relación			Tipo	2010 y siguientes	Activos
Methanex	Enap Sipetrol Argentina S.A.	Filial	Garantiza cumplimiento de las obligaciones de Sipetrol en Contrato Venta de Gas entre Sipetrol/YPF- Methanex (equivalentes al 30% del contrato). La obligación remanente asciende a 2.357.250.000 SCM(9300 Kcal/m³), a un precio base de 0,75 US\$/MMBtu (escala con el precio del metanol) y con una vigencia máxima de hasta el 08.08.2016.	Solidaria		(*)	
Petropower Energía Ltda.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. en el Contrato de Procesamiento suscrito con Petropower, con vigencia hasta el año 2018. La obligación garantizada consiste en el pago de servicios de procesamiento por un valor anual de aproximadamente MUS\$18.000.	Solidaria		(*)	

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos	Liberación de garantías	
	Nombre	Relación			Tipo	2010 y siguientes	Activos
Petropower Energía Ltda.	Enap Refinerías S.A.	Filial	Garantiza las obligaciones de Enap Refinerías S.A. en los diversos contratos suscritos en el marco del proyecto Petropower ((i) Contrato de Contribuciones de Capital en la sociedad (15% de participación), (ii) Contrato de Usufructo del terreno para el proyecto y (iii) Contrato de indemnización en caso de acciones u omisiones dolosas y negligente de Enap Refinerías S.A.). La obligación de efectuar aporte de capital ya está cumplida, las demás obligaciones no son avaluables en dinero en forma anticipada. La vigencia de las garantías es hasta el año 2018.	Solidaria		(*)	
YPF y Panamerican	Innergy Holding S.A.	Filial	Garantiza (en un 25%) cumplimiento de las obligaciones de Innergy en Contrato Compra de Gas con YPF- Bidas - Pluspetrol. La obligación contractual total nace el año 2004 y rige hasta el año 2019. El 25% a que podría ascender la garantía equivale a MUS\$6.000 al 2004, reajustándose anualmente hasta MUS\$12.750 el 2019; que está sujeta al envío efectivo del gas por parte de los acreedores de la garantía.	Solidaria		(*)	
Banco KfW	Eteres y Alcoholes S.A. (Etalsa)	Filial	Prenda de las acciones de Etalsa S.A de propiedad de ENAP, en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2012.	Prenda comercial de acciones	2.087 acciones de Etalsa	(*)	2.087 acciones de Etalsa
Banco KfW	Petrosul S.A.	Filial	Prenda de las acciones de Petrosul S.A de propiedad de ENAP, en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2012.	Prenda comercial de acciones	1.579 acciones de Petrosul S.A.	(*)	1.579 acciones de Petrosul S.A.
Banco BNP Paribas	Productora de Diesel S.A. (Prodisa)	Filial	Prenda de las acciones de Productora de Diesel S.A. De propiedad de ENAP, en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2016.	Prenda comercial de acciones	2.219.987 acciones de Productora de Diesel S.A.	(*)	2.219.987 acciones de Productora de Diesel S.A.
Société Générale	Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A.	Filial	Prenda de las acciones de Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A. de propiedad de ENAP, en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2015.	Prenda comercial de acciones	50.000 acciones de Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A.	(*)	50.000 acciones de Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A.
Banco BNP Paribas	Energía Concón S.A. (ENERCON)	Filial	Prenda de las acciones de Energía Concón S.A. de propiedad de ENAP, en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.	Prenda comercial de acciones	176.749 acciones de Energía Concón S.A.	(*)	176.749 acciones de Energía Concón S.A.
Chicago Bridge & Iron Company	GNL Quintero S.A.	Coligada	Garantiza las obligaciones de pago contraídas por GNL Quintero S.A. a prorrata de la participación accionaria de la ENAP en dicha sociedad, bajo los contratos de ingeniería, suministro de equipos y materiales y construcción ("Engineering Contract", "Procurement Contract" y "Construction Contract") firmados el 30 de abril 2007 para la construcción del proyecto GNL, hasta por un monto mensual máximo ascendente a MUS\$ 26.150.	Solidaria		(*)	
Ministerio de Minería	Methanex	Negocio Conjunto	Garantiza Fiel cumplimiento, en conjunto con Methanex, Bloque dorado Riquelme, con vencimiento agosto 2012.	Solidaria		3.750	

d. Garantías Indirectas Enap Refinerías S.A.

Acreedor de la garantía	Deudor		Descripción	Tipo de Garantía	Activos comprometidos		Liberación de garantías	
	Nombre	Relación			Tipo	Valor contable	2010 y siguientes	Activos
Banco KfW	Petrosul S.A.	Filial	Prenda de las acciones de Petrosul S.A de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, ascendente a MUS\$20.921 cuya vigencia es hasta el año 2012 .	Prenda comercial de acciones	3.160 acciones de Petrosul S.A.		(*)	3.160 acciones de Petrosul S.A.
Banco KfW	Eteres y Alcoholes S.A. (Etalsa)	Filial	Prenda de las acciones de Etalsa de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, ascendente a MUS\$30.500, cuya vigencia es hasta el año 2012.	Prenda comercial de acciones	2.087 acciones de Etalsa		(*)	2.087 acciones de Etalsa
Banco BNP Paribas	Productora de Diesel S.A. (Prodisa)	Filial	Prenda de las acciones de Productora de Diesel S.A. de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, ascendente a MUS\$110.451 cuya vigencia es hasta el año 2016.	Prenda comercial de acciones	7.769.953 acciones de Prodisa		(*)	7.769.953 acciones de Prodisa
Société Générale	Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A.	Filial	Prenda de las acciones de Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A. de propiedad de Enap Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2015	Prenda comercial de acciones	50.000 acciones de Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A.		(*)	50.000 acciones de Compañía de Hidrógeno del Bío Bío S.A.
Citigroup	Energía Concón S.A. (ENERCON)	Filial	Prenda de las acciones de Energía Concón S.A. de propiedad de ENAP Refinerías S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.	Prenda comercial de acciones	318.148 acciones de Energía Concón S.A.		(*)	318.148 acciones de Energía Concón S.A.

(*) La liberación de estas garantías está asociada al cumplimiento de los contratos que le dan origen.

e. Garantías Indirectas Enap Sipetrol S.A.

Acreedor de la garantía	Descripción	Tipo de garantía	Fecha expiración	Activos comprometidos		Liberación de garantías			
				Tipo	Valor contable MUS\$	31.12.10 MUS\$	Activos MUS\$	31.12.11 MUS\$	Activos MUS\$
EGAS	Garantía por compromiso mínimo exploratorio por el Bloque 2 - Rommana en Egipto.	Stand by	31.12.10	Indirecta		10.000	10.000		-
EGAS	Garantía por compromiso mínimo exploratorio por el Bloque 8 - Side Abd El Rahaman en Egipto.	Stand by	31.12.10	Indirecta		11.700	11.700		-
Servicio de Rentas Internas Ecuador	Garantía del 10% de reclamo de pago indebido 2005	Fianza de cobro inmediato	1.9.10	Directa		262	262	-	-
Servicio de Rentas Internas Ecuador	Garantía del 10% de reclamo de pago indebido 2004	Fianza de cobro inmediato	1.7.10	Directa		283	283	-	-
Servicio de Rentas Internas Ecuador	Garantía del 10% de reclamo de pago indebido 2003	Fianza de cobro inmediato	Abierta	Directa		32	32	-	-
Consejo nacional de electricidad	Garantizar las obligaciones de Enap Sipetrol S.A.	Poliza de segura	1.4.10	Directa		26	26	-	-
Consejo nacional de electricidad	Garantizar las obligaciones de Enap Sipetrol S.A.	Poliza de segura	13.11.10	Directa		17	17	-	-
Consejo nacional de electricidad	Garantizar las obligaciones de Enap Sipetrol S.A.	Poliza de segura	2.8.10	Directa		20	20	-	-

26. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es la siguiente:

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Caja	42.006	40.515	73.327
Banco	32.923	45.448	29.375
Fondos mutuos	-	-	17.156
Depósitos a plazo y overnight	1.560	7.913	18.556
Pactos	317	56.583	-
Totales	76.806	150.459	138.414

	MONEDA	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Efectivo y Equivalentes de efectivo	US\$	12.855	81.320	34.503
Efectivo y Equivalentes de efectivo	AR\$	6.922	4.179	11
Efectivo y Equivalentes de efectivo	UK	50	2	20
Efectivo y Equivalentes de efectivo	\$	56.979	64.958	103.880
Totales		76.806	150.459	138.414

27. JUICIOS Y COMPROMISOS COMERCIALES

La Sociedad matriz y sus filiales no registran provisiones por pasivos contingentes ya que en opinión de la administración, en ningún caso, los diversos juicios que a continuación se describen, representan individualmente o en su conjunto, una contingencia de pérdida de valores significativos para la Sociedad.

Juicios:

a. La sociedad matriz posee los siguientes juicios.

ENAP con Solo de Zaldívar María Isabel. Rol N° 3.703 del Juzgado de Letras de Porvenir, demanda de constitución de servidumbres mineras sobre pozos, ductos, instalaciones, etc., existentes en Estancia Bahía Lomas, indicada en cumplimiento de lo resuelto en causa sobre declaración de prescripción adquisitiva de servidumbres referida en numeral 1 de este informe, la causa en etapa probatoria, suspendida hasta el 18 de noviembre de 2009. Partes negociando eventual transacción parcial del juicio, cuantía MUS\$5.111.

ENAP con Ricardo Covacevich Cvitanich, Rol N° 3.533 del Juzgado de Letras de Porvenir, Demanda de constitución de servidumbres mineras transitorias en predio de la demandada para ejecución de proyecto de exploración sísmica en Tierra del Fuego. Estado: Autorizado uso provisional de las servidumbres. Pendiente notificación demanda.

Corpbanca con ENAP, Rol N° 66-2010, 3° Juzgado de Letras de Punta Arenas, demanda por juicio ejecutivo, cobro de facturas supuestamente impagas por parte de ENAP, cedidas por contratista de ENAP a demandante, facturas no figuran recibidas ni contabilizadas en ENAP, notificada demanda, cuantía MUS\$ 186.

Solo de Zaldívar María Isabel con Empresa Nacional del Petróleo, Rol N° 6486, 10° Juzgado de Letras en lo Civil de Santiago. (Rol Exma. Corte Suprema N° 5528-2008). Demanda por acción de reparación de medio ambiente en forma conjunta con acción de indemnización de perjuicios por daño ambiental, ambas conforme a ley 19.300. En subsidio acción

de indemnización de perjuicios conforme a régimen general de responsabilidad civil extracontractual. Dictada sentencia definitiva de primera instancia que rechaza en todo las acciones deducidas. Deducidos recursos de casación en la forma y de apelación por la demandante, los que fueron rechazados por la Illma. Corte de Apelaciones de Santiago. La parte demandante recurrió de casación ante la Exma. Corte Suprema. Este recurso se encuentra pendiente de resolución. La cuantía es de MU\$24.847

Nicky Radonich Morrison con Empresa Nacional del Petróleo, Rol N° 1143-2009, 2° Juzgado de Letras de Punta Arenas. Demanda por perjuicios por responsabilidad extracontractual ocasionados en accidente en que participa chofer y vehículo de ENAP. Responsabilidad se estableció en base a sentencia de juzgado de policía local, notificada demanda, cuantía MUS\$5.

Juan Ernesto Subiabre Torres con Empresa Nacional del Petróleo, Rol N° 1142-2009, 2° Juzgado de Letras de Punta Arenas, demanda declaración prescripción

extintiva de mutuo habitacional que data de 1982, notificada demanda, cuantía indeterminada.

Cárdenas Álvarez Manuel Antonio con ENAP, Rol N° 1011-2005, 3° Juzgado de Letras de Punta Arenas. Materia: Indemnización de perjuicios. Demanda daño moral experimentado por ex trabajador que sufrió accidente laboral y al cual ENAP no le otorgó por 11 años las prestaciones del artículo 29 Ley 16.744. Estado: Vencido el término probatorio. Demandante solicitó se cite a las partes a oír sentencia, ante lo cual ENAP solicitó que se declarara el abandono del procedimiento. Se encuentra actualmente archivada y pendiente la resolución de este incidente, cuantía MUS\$ 69.

Alderete con Haro y ENAP, Rol N° 1.112/2006 del Primer Juzgado de Letras de Punta Arenas. Demanda de indemnización de perjuicios por infracción de la ley 19.628. Tribunal había dispuesto separar ambas acciones: la dirigida en contra de la Asistente Social (para que se siguiera conforme al procedimiento ordinario) y la dirigida en contra de ENAP (para que se siguiera conforme al procedimiento sumario). ENAP apeló de la resolución del Tribunal y la Corte acogió nuestra apelación disponiendo que ambas acciones deban tramitarse en un solo juicio bajo procedimiento ordinario. Pendiente traslado a la Asistente Social para contestar la demanda. Causa archivada.

Américo Almarza Gallardo con ENAP, Rol 470-2009, 1° Juzgado de Letras de Punta Arenas, por Incumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios y daño ambiental con indemnización de perjuicios. Se acoge excepciones dilatorias, se subsana los efectos de la demanda por el derrame. Se recibe la causa a prueba, cuantía MUS\$ 1.108.

Empresa Nacional del Petróleo con Cerantes Vidal Mónica, RIT O-180-2009, Juzgado de Letras del Trabajo de Punta Arenas, demanda por desafuero maternal ante comunicación de estado de gravidez de trabajadora plazo fijo, se inicia procedimientos desafuero maternal con fecha 03-12-09 ante tribunal competente para obtener la correspondiente autorización para

poner término al contrato a su vencimiento, esto es el 17-02-10, sentencia autoriza poner término al contrato, pero tras el término del post natal.

Espinoza Pacheco Luis con Protec Austral limitada y Otra. Rit N° O-8-2010, Juzgado de Letras del Trabajo de Punta Arenas, cobro prestaciones adecuadas tras término de relación laboral (indemnización sustitutiva de aviso previo, años de servicios, recargo y feriado). Demanda de ex trabajador de empresa contratista contra empleador en quiebra y solidariamente en contra de ENAP y Geopark, ambas en calidad de empresas principales. Se fija audiencia preparatoria para el 8 de marzo 2010, cuantía: MUS\$4.

Ramos Zamora Inés del Carmen con ENAP, Rol N° 464-2008, 2° Juzgado de Letras de Punta Arenas, por Indemnización de perjuicios. Cónyuge, hijos, conviviente de José Raúl Segundo Álvarez Domínguez, ex trabajador de ENAP fallece en accidente automovilístico, demandan daño moral y lucro cesante experimentado por muerte de cónyuge, padre, y conviviente, respectivamente. Sentencia de primera instancia rechazada en todo demanda. Demandantes deducen recurso de apelación, que se encuentra pendiente, cuantía MUS\$ 375.

PIPESA S.A. con ENAP Rol N° 917-2007 Tribunal Arbitral del Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Santiago A.G. por indemnización de perjuicios. Contratista a quien ENAP encargó la construcción de un gasoducto, demanda a ENAP en juicio arbitral por los efectos patrimoniales y supuestos perjuicios que le provocó el retraso en la ejecución de la obra contratada, supuestamente por causa imputable a ENAP. Dicta sentencia de 1 instancia que acoge la demanda, sólo en cuanto ordena a pagar a ENAP, por daño emergente, la cantidad MUS\$208. En contra de la sentencia de 1° instancia dictada por el Juez Arbitro, se dedujo recurso de casación en la forma y apelación ante el tribunal arbitral. Pendiente resolución de los recursos presentados, cuantía: MUS\$ 2.772.

Empresa Nacional del Petróleo con Violic Limitada Rol 1460-2009, Segundo Juzgado de Letras de Pun-

ta Arenas, demanda Juicio Ejecutivo, Iniciado por gestión preparatoria, Rol 1308 del mismo Tribunal. Demanda notificada. Opuesto Embargo. Deudor consignó \$750.000 en cuenta corriente del Tribunal, cuantía MUS\$ 5.

Marcelo Antiñanco Oyarzún con VHF Ingenieros S.A., Rit O – 131 – 2009 Juzgado de Letras el Trabajo de Punta Arenas., demanda despido indirecto, pago de remuneraciones, cotizaciones previsionales, indemnización sustitutiva de aviso previo, indemnización por años de servicios, feriados legales y devolución de descuentos. Demanda de 109 ex trabajadores de empresa contratista contra empleador, demás integrantes de holding empleador y solidariamente en contra de ENAP en calidad de empresa principal, fijada la audiencia preparatoria para el 16 de febrero de 2009.

Pedro Muñoz Aros con Protec Austral Ltda., y otros, Rit O – 101 – 2009 Juzgado de Letras el Trabajo de Punta Arenas., demanda despido indirecto y cobro de indemnización sustitutiva de aviso previo e indemnización por años de servicios. Recargo y remuneraciones pendientes. Demanda de ex trabajador de empresa contratista contra empleador, y solidariamente en contra de ENAP en calidad de empresa principal, sentencia definitiva de 1° instancia condena a ENAP sólo en subsidiaria, por período limitado de tiempo. Deducido recurso de nulidad por demanda principal, pendiente visa y resolución.

ENAP con Pedro Antonio Mihovilovic Kuzmanic y otros, Rol N° 86/2007 del Tercer Juzgado de Letras de Punta Arenas., demanda de constitución de servidumbres mineras transitorias en predio de los demandados para ejecución de proyecto de exploración sísmica en área continental de Magallanes, autorizado uso provisional de las servidumbres. Pendiente notificación demanda a uno de los propietarios. Trabajos ejecutados y causa archivada.

ENAP con Sociedad Ganadera Canal Tortuoso Ltda., Rol N° 46/2007 del Segundo Juzgado de Letras de Punta Arenas., demanda de constitución de servidumbres mineras transitorias en predio de la de-

mandada para ejecución de proyecto de exploración sísmica en área continental de Magallanes, autorizado uso provisional de las servidumbres. Pendiente notificación demanda a uno de los representantes legales de la sociedad. Trabajos ejecutados y causa archivada.

La compañía es demandada en forma solidaria en 25 juicios por la quiebra de las empresas VHF Ingeniería y Derechos S.A., VHF Renta Equipos Ltda., VHF.

Ingenieros S.A., la materia de esta causa es despido injustificado, cobro de prestaciones, indemnización, la cuantía de todas las causas es de MUS\$ 124.

Demandas por no pago de facturas venta de gas: Actualmente ENAP tiene interpuesta 13 demandas a su favor por el no pago de factura por parte de clientes por una cuantía de MUS\$ 57.

Juicios Derrame San Vicente: existen 11 causas, por una cuantía de MUS\$89.128 correspondiente a indemnizaciones de perjuicios por responsabilidad extracontractual con motivo del incidente de derrame de petróleo ocurrido el 25 de mayo de 2007.

Demandas por juicios laborales: 5 causas, de las cuales 2 de ellas corresponden a responsabilidad subsidiaria y/o solidaria por una cuantía de MUS\$2, las 3 restantes corresponde a juicios directos de ENAP por una cuantía a la fecha indeterminada ya que las causas se encuentran en etapa preliminar.

Demandas por juicios civiles: 4 causas, de las cuales 2 son a favor de ENAP por una cuantía de MUS\$5.520 y las otras 2 restantes en contra de ENAP por una cuantía de MUS\$138.

Demandas por juicios de servidumbre: 2 causas, por una cuantía indeterminada ya que las causas se encuentran en etapa preliminar.

Otros Juicios

Querrela criminal en contra de Julio Enrique Rojas Peñaloza, Rol 346-2008, Delito de fraude al Fisco por hechos anteriores al día 16 de julio de 2005. Se acumula a esta causa denuncia formulada ante el Ministerio Público, Fiscalía Oriente por los mismos hechos señalados anteriormente, ocurridos con posterioridad al día 16 de junio de 2005. Primera instancia, etapa de sumario. Cuantía MUS\$ 3.832.

ENAP como usuaria de la nomenclatura "ENAP Magallanes", con fecha 8 de junio de 2008, se opone la solicitud de inscripción de marca "MAGALLANES" solicitada por don Miguel Leighton Puga, juicio en primera instancia, etapa de discusión.

Existen 4 recursos de protección realizados por ENAP en contra de Dirección del Trabajo, Walter Emmont Ronfeld, Sociedad Ganadera Tehuel Aike Limitada y otro y Superintendencia de Seguridad Social, las cuantías son indeterminadas.

b. Filiales Enap Refinerías S.A. (ERSA)

Demandada por juicios laborales: 35 causas, de los cuales 11 de ellos corresponden a responsabilidad subsidiaria y/o solidaria por una cuantía ascendente a MUS\$637 (6 de ellas indeterminadas); 2 por simulación ascendente a MUS\$904; 8 por indemnización por accidente del trabajo ascendente a MUS\$1.110; 13 por prestaciones laborales ascendente a MUS\$322 (8 de ellas indeterminadas).

Demandada por juicios civiles: 4 causas, una por indemnización por perjuicios por muerte por una cuantía de MUS\$947, 1 por indemnización de perjuicios civiles por despido injustificado ascendente a MUS\$394, 1 por cobro de honorarios por MUS\$38 y 1 por designación de árbitro indeterminada.

Demandante por juicio criminal: Una causa ascendente MUS\$375.

Reclamante por juicio tributario: Responsabilidad tributaria por Empresa Almacenadora de Combus-

tibles S.A. (EMALCO), Sociedad fusionada con Enap Refinerías S.A., por diferencias afectas a tasa de 35% como gasto rechazado ascendente a MUS\$342.

c. Enap Sipetrol S.A. y filiales extranjeras

c.1 Enap Sipetrol Argentina S.A.

c.1.1 Proceso de determinación de impuestos adeudados (IVA)

1. Tribunal Fiscal de la Nación, Sala "C", Vocalía de la 8° Nominación, Expediente N° 21.248-I, "Sipetrol Argentina S.A. c/DGI s/ Apelación", período observado octubre 1997 a diciembre 1998, recurso de apelación de 20 de febrero de 2003.

La cuantía es de MUS\$ 45 y corresponde al total regularizado a la fecha del acogimiento a la Moratoria Tributaria, e incluye capital reclamado, intereses capitalizados y resarcitorios netos de beneficios de reducciones e interés por financiación para las cuotas.

Como consecuencia de habernos acogido a la Moratoria Impositiva establecida por la Ley 26.476 se obtuvo una reducción de intereses, la condonación de multas, debiendo integrar sólo el reclamo (deuda) capital nominal en 120 cuotas a una tasa de interés beneficiosa. Con dicha presentación se da por archivado el presente procedimiento, siempre sujeto al pago efectivo de todas las cuotas. Queda pendiente la regulación de honorarios de los profesionales (costas) intervinientes que la administración apelará oportunamente.

2. Tribunal Fiscal de la Nación, Sala "A", Vocalía de la 2° Nominación, Expediente N° 24.357-I, "Sipetrol Argentina S.A. c/ DGI s/ Recurso de Apelación- Multa por IVA", período observado abril, julio y agosto de 1998.

La cuantía es de MUS\$ 220 y corresponde al total regularizado a la fecha del acogimiento a la Moratoria Tributaria, e incluye capital reclamado, intereses capitalizados y resarcitorios netos de

beneficios de reducciones e interés por financiación para las cuotas.

Como garantía de cobro de la suma de la cuantía, la AFIP entabló un embargo preventivo a la empresa bajo el Expte 17.772/05 que se tramita en el Juzgado de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo N°4 Secretaría N°8 de la Capital Federal. Dicha medida se encuentra apelada por la Sociedad.

Como consecuencia de habernos acogido a la Moratoria Impositiva establecida por la Ley 26.476 se obtuvo una reducción de intereses, la condonación de multas, debiendo integrar sólo el reclamo (deuda) capital nominal en 120 cuotas a una tasa de interés beneficiosa. Con dicha presentación se da por archivado el presente procedimiento, siempre sujeto al pago efectivo de todas las cuotas. Queda pendiente la regulación de honorarios de los profesionales intervinientes (costas) que la administración apelará oportunamente.

3. Tribunal Fiscal de la Nación, Sala "D", Vocalía de la 12° Nominación, Expediente N° 25.011-I, "Sipetrol Argentina S.A. c/ DGI s/ Recurso de Apelación", período observado junio a diciembre de 1999.

La cuantía es de MUS\$ 8 y corresponde al total regularizado a la fecha del acogimiento a la Moratoria Tributaria, e incluye capital reclamado, intereses capitalizados y resarcitorios netos de beneficios de reducciones e interés por financiación para las cuotas.

Como consecuencia de habernos acogido a la Moratoria Impositiva establecida por la Ley 26.476 se obtuvo una reducción de intereses, la condonación de multas, debiendo integrar sólo el reclamo (deuda) capital nominal en 120 cuotas a una tasa de interés beneficiosa. Con dicha presentación se da por archivado el presente procedimiento, siempre sujeto al pago efectivo de todas las cuotas. Queda pendiente la regulación de honorarios de los profesionales intervinientes

(costas) que la administración apelará oportunamente.

4. Tribunal Fiscal de la Nación, Sala "C", Vocalía de la 8° Nominación, Expediente N° 26.942-I, "Sipetrol Argentina S.A. c/ DGI s/ Recurso de Apelación", período observado enero a diciembre de 2000.

La cuantía es de MUS\$ 16 y corresponde al total regularizado a la fecha del acogimiento a la Moratoria Tributaria, e incluye capital reclamado, intereses capitalizados y resarcitorios netos de beneficios de reducciones e interés por financiación para las cuotas.

Como consecuencia de habernos acogido a la Moratoria Impositiva establecida por la Ley 26.476 se obtuvo una reducción de intereses, la condonación de multas, debiendo integrar sólo el reclamo (deuda) capital nominal en 120 cuotas a una tasa de interés beneficiosa. Con dicha presentación se da por archivado el presente procedimiento, siempre sujeto al pago efectivo de todas las cuotas. Queda pendiente la regulación de honorarios de los profesionales intervinientes (costas) que seguramente la empresa apelará oportunamente.

5. Tribunal Fiscal de la Nación, Sala "D", Vocalía de la 12° Nominación, Expediente N° 29.034-I, "Sipetrol Argentina s/ Recurso de Apelación", período observado enero a diciembre de 2001.

La cuantía es de MUS\$ 44,7 y corresponde al total regularizado a la fecha del acogimiento a la Moratoria Tributaria, e incluye capital reclamado, intereses capitalizados y resarcitorios netos de beneficios de reducciones e interés por financiación para las cuotas.

Como consecuencia de habernos acogido a la Moratoria Impositiva establecida por la Ley 26.476 se obtuvo una reducción de intereses, la condonación de multas, debiendo integrar sólo el reclamo (deuda) capital nominal en 120 cuotas a una tasa de interés beneficiosa. Con dicha pre-

sentación se da por archivado el presente procedimiento, siempre sujeto al pago efectivo de todas las cuotas. Queda pendiente la regulación de honorarios de los profesionales intervinientes (costas) que la administración apelará oportunamente.

6. Tribunal Fiscal de la Nación, Sala "A", Vocalía de la 2° Nominación, Expediente N° 31.108-I, "Enap Sipetrol Argentina S.A. s/ Recurso de Apelación", período observado enero 2002 a diciembre de 2004.

La cuantía es de MUS\$ 388 y corresponde al total regularizado a la fecha del acogimiento a la Moratoria Tributaria, e incluye capital reclamado, intereses capitalizados y resarcitorios netos de beneficios de reducciones e interés por financiación para las cuotas.

Como consecuencia de habernos acogido a la Moratoria Impositiva establecida por la Ley 26.476 se obtuvo una reducción de intereses, la condonación de multas, debiendo integrar sólo el reclamo (deuda) capital nominal en 120 cuotas a una tasa de interés beneficiosa. Con dicha presentación se da por archivado el presente procedimiento, siempre sujeto al pago efectivo de todas las cuotas. Queda pendiente la regulación de honorarios de los profesionales intervinientes (costas) que la administración apelará oportunamente.

Enap Sipetrol Argentina S.A. - YPF S.A. - UTE Magallanes.

1. Tribunal Fiscal de la Nación, Sala "B", Vocalía de la 5° Nominación, Expediente N° 25.010-I, "Sipetrol Argentina S.A.-YPF S.A. UTE Magallanes c/ DGI s/ Recurso de Apelación", período observado junio a diciembre de 1999.

La cuantía es de MUS\$ 158 y corresponde al total regularizado a la fecha del acogimiento a la Moratoria Tributaria, e incluye capital reclamado, intereses capitalizados y resarcitorio netos de beneficios de reducciones e interés por financiación para las cuotas.

Enap Sipetrol Argentina S.A. le corresponde abonar el 50% del monto arriba señalado en virtud de su 50% de participación en la UTE Magallanes. El restante 50% es soportado por su socio YPF S.A.

Como consecuencia de habernos acogido a la Moratoria Impositiva establecida por la Ley 26.476 se obtuvo una reducción de intereses, la condonación de multas, debiendo integrar sólo el reclamo (deuda) capital nominal en 84 cuotas a una tasa de interés beneficiosa. Con dicha presentación se da por archivado el presente procedimiento, siempre sujeto al pago efectivo de todas las cuotas. Queda pendiente la regulación de honorarios de los profesionales intervinientes (costas) que la administración apelará oportunamente.

2. Tribunal Fiscal de la Nación, Sala "C", Vocalía de la 9° Nominación, Expediente Nº 26.944-I, "Sipetrol Argentina S.A.-YPF UTE Magallanes c/ DGI s/ Recurso de Apelación", período observado enero a diciembre de 2000.

La cuantía es de MUS\$ 1.513 y corresponde al total regularizado a la fecha del acogimiento a la Moratoria Tributaria, e incluye capital reclamado, intereses capitalizados y resarcitorios netos de beneficios de reducciones e interés por financiación para las cuotas.

A Enap Sipetrol Argentina S.A. le corresponde abonar el 50% del monto arriba señalado en virtud de su 50% de participación en la UTE Magallanes. El restante 50% sería soportado por su socio YPF S.A.

Como consecuencia de habernos acogido a la Moratoria Impositiva establecida por la Ley 26.476 se obtuvo una reducción de intereses, la condonación de multas, debiendo integrar sólo el reclamo (deuda) capital nominal en 84 cuotas a una tasa de interés beneficiosa. Con dicha presentación se da por archivado el presente procedimiento, siempre sujeto al pago efectivo de todas las cuotas. Queda pendiente la regulación de

honorarios de los profesionales intervinientes (costas) que la administración apelará oportunamente.

3. Tribunal Fiscal de la Nación, Sala "C", Vocalía de la 7° Nominación, Expediente Nº 29.037-I, "Sipetrol Argentina S.A.-YPF UTE Magallanes c/ DGI s/ Recurso de Apelación", período observado enero a diciembre de 2001.

La cuantía es de MUS\$ 628 y corresponde al total regularizado a la fecha del acogimiento a la Moratoria Tributaria, e incluye capital reclamado, intereses capitalizados y resarcitorios netos de beneficios de reducciones e interés por financiación para las cuotas.

A Enap Sipetrol Argentina S.A. le corresponde abonar el 50% del monto arriba señalado en virtud de su 50% de participación en la UTE Magallanes. El restante 50% es soportado por su socio YPF S.A.

Como consecuencia de habernos acogido a la Moratoria Impositiva establecida por la Ley 26.476 se obtuvo una reducción de intereses, la condonación de multas, debiendo integrar solo el reclamo (deuda) capital nominal en 84 cuotas a una tasa de interés beneficiosa. Con dicha presentación se da por archivado el presente procedimiento, siempre sujeto al pago efectivo de todas las cuotas. Queda pendiente la regulación de honorarios de los profesionales intervinientes (costas) que la administración apelará oportunamente.

4. Tribunal Fiscal de la Nación, Sala "A", Vocalía de la 12° Nominación, Expediente Nº 31.136-I, "Sipetrol Argentina S.A.-YPF UTE Magallanes c/ DGI s/ Recurso de Apelación", período observado enero 2002 a diciembre de 2004.

La cuantía es de MUS\$ 1.098 y corresponde al total regularizado a la fecha del acogimiento a la Moratoria Tributaria, e incluye capital reclamado, intereses capitalizados y resarcitorios netos de

beneficios de reducciones e interés por financiación para las cuotas.

A Enap Sipetrol Argentina S.A. le corresponde abonar el 50% del monto arriba señalado en virtud de su 50% de Participación en la UTE Magallanes. El restante 50% es soportado por su socio YPF S.A.

Como consecuencia de habernos acogido a la Moratoria Impositiva establecida por la Ley 26.476 se obtuvo una reducción de intereses, la condonación de multas, debiendo integrar solo el reclamo (deuda) capital nominal en 84 cuotas a una tasa de interés beneficiosa. Con dicha presentación se da por archivado el presente procedimiento, siempre sujeto al pago efectivo de todas las cuotas. Queda pendiente la regulación de honorarios de los profesionales intervinientes (costas) que la administración apelará oportunamente.

Enap Sipetrol Argentina S.A. - YPF S.A. - UTE CAM 2/A Sur.

1. Tribunal Fiscal de la Nación, Sala "A", Vocalía de la 1° Nominación, Expediente Nº 32.306-I, "Sipetrol Argentina S.A. YPF S.A. Unión Transitoria de Empresas CAM 2/A SUR", período observado enero 2003 a diciembre de 2004.

La cuantía de MUS\$1.272 y corresponde al total regularizado a la fecha del acogimiento a la Moratoria Tributaria, e incluye capital reclamado, intereses capitalizados y resarcitorios netos de beneficios de reducciones e interés por financiación para las cuotas.

A Enap Sipetrol Argentina S.A. le corresponde abonar el 50% del monto arriba señalado en virtud de su 50% de participación en la UTE CAM 2/A Sur. El restante 50% sería soportado por su socio YPF S.A.

Como consecuencia de habernos acogido a la Moratoria Impositiva establecida por la Ley 26.476 se obtuvo una reducción de algunos de

los intereses, la condonación de multas, debiendo integrar solo el reclamo (deuda) capital nominal en 120 cuotas a una tasa de interés beneficiosa. Con dicha presentación se da por archivado el presente procedimiento, siempre sujeto al pago efectivo de todas las cuotas. Queda pendiente la regulación de honorarios de los profesionales intervinientes (costas) que la administración apelará oportunamente.

c.1.2 Cargos Aduaneros

Enap Sipetrol Argentina S.A.

1. Dirección General de Aduanas de Río Gallegos Expte. 14692-6-2009, formula un cargo por diferencias de derechos de exportación por un monto de MUS\$ 3,95. Con fecha 24 de septiembre de 2009 se presentó un Recurso de Impugnación. Desde el 2 de Octubre de 2009 en etapa probatoria.
2. Tribunal Fiscal de la Nación, Expediente N° 22.923-A, proceso de determinación de liquidaciones suplementarias de tributos por exportación, fecha del recurso 11 de abril de 2007, monto comprometido MUS\$ 1.414,3. Con fecha 24 de septiembre de 2009 el Tribunal Fiscal de la Nación dictó sentencia, resolviendo por unanimidad: Revocar la resolución Nro. 13/07 (AR RIGA) y por ende los cargos 54 al 65 todos del año 2004, con costas por su orden. La empresa apeló el pronunciamiento del Tribunal Fiscal de la Nación en relación a la determinación de Costas por su Orden.
3. Tribunal Fiscal de la Nación Dirección expediente N° 26.204-A (reclamo Dirección General de Aduanas de Río Gallegos. Expediente N° 13289-32930-2006), proceso de determinación de liquidaciones suplementarias de tributos por exportación, monto comprometido MUS\$ 3.516,9. Contra la resolución que decide confirmar los cargos impugnados, con fecha 4 de junio de 2009 se presentó apelación ante el Tribunal Fiscal de la Nación. El 22 de diciembre de 2009 la DGA contestó el traslado corrido.

4. Tribunal Fiscal de la Nación, Expediente N° 26.203-A (Dirección General de Aduanas de Río Gallegos Expediente N° 13289-31034 -2006). En estos expedientes el Boletín Oficial publicó el 21 de septiembre 2006 y 25 de octubre de 2006 un listado de preajustes al valor aplicable de conformidad al artículo 748 inc. b) del Código Aduanero, monto comprometido MUS\$ 3.235,2. Contra la resolución que decide confirmar los cargos impugnados, con fecha 4 de junio de 2009 se presentó apelación ante el Tribunal Fiscal de la Nación.

5. Dirección General de Aduanas de Río Gallegos, Expediente N° SIGEA 14692-1-2009 proceso de ajuste de liquidaciones de exportaciones correspondientes a los cargos aduaneros N° 02 al 07, monto comprometido MUS\$ 131,7. Con fecha 15 de mayo de 2009 se presentó recurso de impugnación contra los cargos formulados.

6. Dirección General de Aduanas de Río Gallegos. Expediente N° 13289-2302-2007 (Impugnación 02/2007), proceso de ajuste de liquidaciones de exportaciones correspondientes a los cargos aduaneros N° 126 a 130, monto comprometido MUS\$812,0. Con fecha 03 de junio de 2009 se presentó recurso de impugnación contra los cargos formulados.

7. Dirección General de Aduanas de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego. Expte DGA 494873/2009, proceso de ajuste de liquidaciones de exportaciones correspondientes a los cargos aduaneros N° 13 al 15, monto comprometido MUS\$ 9,7. Con fecha 03 de junio de 2009 se presentó Recurso de Impugnación contra los cargos formulados.

8. Dirección General de Aduanas de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego. Expte. DGA 13289-328-2010, proceso de ajuste de liquidaciones de exportaciones correspondientes a los cargos aduaneros N° 339/07 A 397/07, monto comprometido MUS\$ 5.280,2. Con fecha 7 de enero de 2010 se presentó Recurso de Impugnación contra los cargos formulados.

9. Dirección General de Aduanas de Río Gallegos, Provincia de Santa Cruz. Expte. DGA 12782- 69-2009. Ajuste de liquidaciones de exportaciones correspondientes a los cargos aduaneros N° 31 / 2009. monto comprometido MUS\$ 9. Se encuentra pendiente el plazo para presentar el recurso de impugnación como defensa.

Enap Sipetrol Argentina S.A. – YPF S.A. – UTE Magallanes.

1. Dirección General de Aduanas de Río Gallegos. Expediente SIGEA N° 12-52279/06, (12235-29-2004, 125278/06, SICOEX 15396-37-03, Expediente 411-205/04). En conexión con el Expte. N° 340-82-04 del Ministerio de Economía y Producción (Res. MEyP N°101/207), proceso de determinación de impuesto por la importación de mercaderías al Mar Territorial de conformidad con la reglamentación establecida en el Decreto 679/99.

Con fecha 20 de julio de 2005 se interpuso Recurso de Alzada ante el Ministerio de Economía de la Nación contra la resolución de AFIP en los términos del art. 94 de la Ley 19.359.

El Ministerio de Economía de la Nación con fecha 3 de noviembre de 2009 y mediante Res. 246, rechazó el recurso y dio por agotada la vía administrativa, produciendo que la Medida Cautelar deje de tener efecto. En virtud de ello, la Aduana se encuentra nuevamente facultada, por un lado, a reclamar el IVA, y por el otro, a aplicar el procedimiento de verificación de mercaderías señalado. A la fecha no hay liquidación de tributos exigibles.

2. Dirección Provincial de Recursos Hídricos, Consejo Agrario Provincial, Provincia de Santa Cruz. Nota 16/ DPRH/2010. Canon y Multa por consumo de Agua.

La cuantía es de MUS\$ 22,783 (Canon) más MUS\$ 864,179 de multa. La Dirección de Recursos Hídricos de la Provincia de Santa Cruz fijó una multa por la falta de presentación de las planillas mensuales de consumo de agua durante el período comprendido entre enero 2006 y noviembre 2009 y requirió el pago del canon por los m³ de

agua consumida en igual período. Se encuentra pendiente el plazo para interponer un Recurso Administrativo como defensa.

A Enap Sipetrol Argentina S.A. le corresponde abonar el 50% de los montos arriba señalados en virtud de su porcentaje de anticipación en la UTE Magallanes. El restante 50% sería soportado por su socio YPF S.A.

c.1.3 Otros Juicios, Enap Sipetrol Argentina S.A.

1. Juzgado de Primera Instancia en lo Civil, Comercial, Laboral y de Minería N° 2 de la ciudad de Río Gallegos, Expediente N° 2.278/04, "Haberkorn, Luis Alberto C/ Ultramar Argentina S.A. y Otro S/ Despido", juicio laboral, el actor reclama diferencias en la liquidación final, monto de la demanda MUS\$ 10- Enap Sipetrol Argentina S.A. es demandada por solidaridad laboral. Se encuentra en etapa probatoria.
2. Juzgado de Primera Instancia en lo Civil, Comercial, Laboral y de Minería N° 2 de la Ciudad de Río Gallegos, Expediente N° 13.379/08, "Cisneros María Cristina c/ Enap Sipetrol Argentina S.A. s/ Laboral", juicio laboral, diferencia en la liquidación y mobbing laboral monto de la demanda MUS\$ 274,9. Se llevó a cabo la audiencia de conciliación (art. 47 ley 1444 Procedimiento Laboral Provincial). Se contestó demanda por parte de Enap Sipetrol Argentina S.A. Se abrió la etapa probatoria.
3. Juzgado de Primera Instancia en lo Civil, Comercial, Laboral y de Minería N° 2 de la Ciudad de Río Gallegos, Expediente N° 12.492/08, "Toledo, Fernando c/ Enap Sipetrol Argentina S.A. s/ Laboral", el actor reclama liquidación por despido, monto de la demanda MUS\$ 37,7, demanda a Enap Sipetrol Argentina S.A. y a YPF S.A. El actor desistió de accionar contra YPF S.A. Se llevó a cabo la audiencia de conciliación (art. 47 ley 1444 Procedimiento laboral Provincial) habiendo Enap Sipetrol Argentina S.A. contestado la demanda. Se abrió la etapa probatoria.
4. Juzgado Laboral de Primera Instancia de la Circunscripción Judicial de Comodoro Rivadavia, Secretaría Única, Expediente N° 4540/07, "Gómez, Rodrigo Sebastián c/ NYC S.R.L. y Otra s/ Demanda Laboral (Indemnizaciones de Ley)", actor reclama liquidación por despido, monto de la demanda MUS\$ 22,4. Demanda promovida contra NYC S.R.L., en su calidad de empleadora, y contra Enap Sipetrol Argentina S.A., como responsable solidaria. Aún en etapa de inicio e integración de la litis.
5. Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Laboral N° 60 de la Ciudad de Buenos Aires, Expediente N° 16284/08, "Ovando, Abel C/ Servicios Petroleros S.A. y Otros s/ Ley 22.250", actor reclama cobro por diferencias salariales, monto de la demanda MUS\$ 5,7. Para resolver por la Cámara de Apelaciones el Recurso interpuesto por el actor contra la sentencia de primera instancia rechazando la demanda contra Enap Sipetrol Argentina S.A.
6. Juzgado Letrado de Primera Instancia en lo Laboral de la Circunscripción Judicial Sud, Comodoro Rivadavia. Expediente N° 5513/09 "Cerdeja Florín del Carmen con Key Energy Services S.A. y Otras". El actor reclama por diferencias salariales y de liquidación final, por un monto de MUS\$ 115. Enap Sipetrol Argentina S.A. es demandada por solidaridad laboral. Actualmente en etapa de integración de la litis.
7. Juzgado Nacional de Primera Instancia del Trabajo N° 49 de la Ciudad de Buenos Aires, Expte Nro. 669/09 "Villar, Carlos Alberto c/ Enap Sipetrol Argentina S.A. s/ Despido" monto de la demanda MUS\$ 238. Con fecha 22 de Julio de 2009 se notificó la demanda laboral ordenándose correr traslado de la misma por el término de 10 días hábiles. Encontrándose a la fecha en curso el plazo para contestar la demanda. Se contestó la demanda, se celebró una audiencia de conciliación sin resultados positivos. Se abrió etapa probatoria.
8. Juzgado de Primera Instancia en lo Civil, Comercial, Laboral y de Minería N° 2, Secretaría N° 2 de la Ciudad de Río Gallegos. Expediente 13.027/09 "Parson Carlos c/ Ingeniería Seibo S.A. y otros" por un monto de MUS\$ 91. El expediente se encuentra en etapa de prueba.
9. Juzgado de Primera Instancia Civil y Comercial Federal N° 10 Secretaría N° 9, Expediente N° 12.500/07, "Granson, Pedro S/ Sucesión c/ Enap Sipetrol Argentina S.A. S/ Servidumbres", juicio de daños y perjuicios, monto de la demanda MUS\$ 1.210. En etapa de prueba. Existe un embargo preventivo trabado por la suma MUS\$ 476 Este monto no es acumulativo a la cuantía expresada precedentemente.
10. Dirección General de Rentas del Chubut. Proceso de Determinación de Oficio conforme los términos de la Disposición SSC N°1/2008 en concepto de pago de regalías por un monto de MUS\$ 1.266,3. Con fecha 2 de julio de 2009 se interpuso Recurso de Reconsideración contra dicha determinación.

A raíz de la medida cautelar de no innovar decretada por la Corte Suprema de Justicia de la Nación (VER acápite 11 abajo a continuación), por el momento la Provincia de Chubut tiene prohibido intentar el cobro de este reclamo.
11. Corte Suprema de Justicia de la Nación, Secretaría de Instancia Originaria "Expte. Enap Sipetrol Argentina S.A. c/ Provincia del Chubut s/ Acción Declarativa de Inconstitucionalidad" Expediente E 113-09 Enap Sipetrol Argentina S.A. Acción Declarativa de Certeza- Medida Cautelar por un monto de MUS\$ 1.266,3. Ante la pretensión de la Provincia del Chubut de cobrar retroactivamente el diferencial de regalías hidrocarburíferas oportunamente abonadas por la empresa por sobre los precios de venta efectivamente obtenidos por la firma, con sustento en la Disposición 1/2008 de fecha 09/01/2008 (BO 21/01/2008) de la Subse-

cretaría de Combustibles de la Nación, que aparece en pugna con directivas constitucionales. Se interpuso una Acción Declarativa de Certeza ante la competencia originaria de la Corte Suprema de Justicia de la Nación (Arts.116 y 117 de la Constitución Nacional) solicitando una Medida Cautelar de No Innovar que permita seguir pagando las regalías conforme a la ley hasta tanto se sustancie la controversia y haya sentencia firme. La Corte Suprema de Justicia de la Nación se declaró competente y otorgó a la empresa la Medida Cautelar de No Innovar. Se está en proceso de notificación a la Provincia del Chubut y al Ministerio de Planificación Federal de la Nación.

c.2 Enap Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador (SIPEC)

c.2.1 Juicios Tributarios Fiscales

c.2.1.1.- Juicios Tributarios Fiscales ejercicio económico año 2002

1. Primera Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal. Juicio N° 24645 iniciado por PERENCO contra el SRI por Impuesto a la Renta del ejercicio económico 2002. En el mes de febrero de 2002, SIPEC vendió sus derechos en los Bloques 7 y 21. El Servicio de Renta (SRI) inició una auditoría de los bloques 7 y 21. En este caso en particular, el SRI considera que a partir de ese año los consorcios debían presentar una declaración unificada de impuesto a la renta, lo cual no fue hecho por los socios, quienes siguieron presentando declaraciones individuales. A la presente fecha no existe resolución del Tribunal Fiscal. No existe un monto comprometido para SIPEC, ya que en el ejercicio económico 2002 SIPEC tuvo pérdidas y no se vería afectada por las glosas tributarias.

c.2.1.2.- Juicios Tributarios Fiscales ejercicio económico año 2003

1. Segunda Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal, Juicio N° 26241 contra el SRI por Impuesto a la Renta ejercicio económico 2003 interpuesto mediante Acta de Determinación del SRI N°RNO-ATRADPU2008-0003. Frente a dicho acto administrativo, SIPEC interpuso demanda de impugnación ante el Tribunal Distrital de lo Fiscal con fecha 28 de octubre del 2008. Con providencia

de 27 de noviembre del 2008, la Segunda Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal, calificó la demanda, otorgando 20 días para que el SRI conteste la demanda. La demanda fue contestada.

Los magistrados de la Segunda Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal realizaron diligencia de inspección contable y nombraron peritos los cuales ya presentaron sus informes los que fueron observados por la SIPEC. La causa fue sometida a un nuevo sorteo de tribunal y producto de ello fue reasignada en la Sala Cuarta del Tribunal Distrital de lo Fiscal. Dicha Sala se encuentra revisando las pruebas presentadas mientras SIPEC esta en proceso de preparar el alegato escrito.

Monto Comprometido con intereses a la fecha es de aproximadamente MUS\$ 407,1

c.2.1.3.- Juicios Tributarios Fiscales ejercicio económico año 2004

1. Reclamo Administrativo ante el SRI por Auditoría del Ejercicio Económico 2004 y Juicio ante Tribunal Fiscal por Ejercicio Económico 2004. Mediante Acta de Determinación N°1720080100202, de 27 de noviembre de 2008, el SRI procedió a determinar a SIPEC el impuesto a la renta y sus anticipos correspondientes al ejercicio económico 2004, levantando glosas por un valor total de MUS\$. 9.896. Dicho acto administrativo fue reclamado con fecha 29 de diciembre del 2008 ante el Director Regional Norte del SRI. Mediante Resolución administrativa N°117012009RRECO08428 de 15 de junio del 2009 (en adelante "Resolución impugnada"), notificada a SIPEC en la misma fecha, el SRI aceptó parcialmente el reclamo administrativo propuesto por SIPEC, aceptando una parte de la glosa relativa a Combustibles, disminuyéndola de MUS\$52.4 a MUS\$20.7, ratificando el contenido del resto de glosas que fueron objeto de impugnación y disponiendo el pago del impuesto supuestamente adeudado de MUS\$2.357, más intereses a partir del 17 de abril del 2005, hasta la fecha de pago; más el valor de MUS\$471 correspondiente a la sanción por recargo de la obligación tributaria determinada, arrojando un total de MUS\$2.828.

Monto Comprometido con intereses a la fecha es de aproximadamente MUS\$3.786. Los intereses no se detienen con la presentación de demandas de impugnación. Con fecha 13 de julio de 2009 SIPEC presentó ante el Tribunal Fiscal juicio de impugnación de las glosas antes referidas, para lo cual presentó garantía bancaria por 10% de la cuantía impugnada. La causa ya fue sorteada en la Segunda Sala del Tribunal Distrital Fiscal. Con fecha 11 de noviembre de 2009 se presentaron las pruebas respectivas y se ha fijado para el 27 de enero de 2010 la inspección contable y financiera. Es difícil establecer con exactitud el tiempo de duración del juicio ni los resultados del mismo.

2. Tercera Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal N°. 1, Juicio de excepciones N°24626-A, propuesto contra el Municipio del Distrito Metropolitano de Quito por el impuesto del 1.5 por mil a los activos totales del 2004. Cuantía MUS\$4. Mediante Resolución N°02305 de 22 de octubre del 2008, la Directora Metropolitana Financiera Tributaria del cantón Quito, dejó sin efecto la determinación tributaria del impuesto del 1.5 por mil a los activos totales del año 2004. A la presente fecha, la Tercera Sala no se ha pronunciado sobre la solicitud de SIPEC de que se archive el proceso en virtud de la resolución antes mencionada.

La causa fue sometida a un nuevo sorteo de tribunal y producto de ello fue reasignada en la Sala Cuarta del Tribunal Distrital de lo Fiscal.

c.2.1.4.- Juicios Tributarios Fiscales ejercicio económico año 2005

1. Auditoría Dirección Nacional de Hidrocarburos por ejercicio económico 2005. En el año 2007 la DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, inició un proceso de auditoría especial a las inversiones costos y gastos de Operación y Tasa de Servicios de la Sucursal de Sociedad Internacional Petrolera S.A. por los años antes referidos.

De esta auditoría y a pesar de los argumentos de SIPEC que sólo fueron aceptados en parte, la DNH concluyó que existen gastos financieros por inte-

reses no deducibles por un valor de MUS\$1.744 por exceso de registro del Impuesto a la Renta de MUS\$ 191, exceso de cálculo de las amortizaciones de producción US\$ 959.116, compra de Licencia del software PETREL MUS\$ 60.

Mediante escrito ingresado a secretaria del Ministerio de Minas y Petróleos, el 20 de diciembre del 2007, SIPEC propuso sus objeciones a los comentarios del Director Nacional de Hidrocarburos ante el Ministro de Minas y Petróleos, sin que hasta la presente fecha se haya emitido respuesta alguna.

El Ministerio de Energía y Minas no puede imponer correctivos tributarios por lo que sus informes y conclusiones serán referenciales para cualquier acción que inicia el Servicio de Rentas Internas, SRI. El SRI no ha iniciado, hasta el momento, ningún proceso de determinación por los conceptos mencionados en este acápite. En caso de que el SRI acoja el informe actual de la DNH podría generar una contingencia a la fecha con intereses de MUS\$3.626.

2. Reclamo Administrativo ante el SRI por Auditoría del Ejercicio Económico 2005 y Juicio ante Tribunal Fiscal por Ejercicio Económico 2005. Mediante Resolución N°117012009RREC015262 de 2 de septiembre del 2009, a través de la cual el Director Regional Norte del SRI negó el reclamo administrativo propuesto por ENAP SIPETROL el 18 de marzo del 2009, impugnando el Acta de determinación de impuesto a la renta del ejercicio económico 2005. Con fecha 30 de septiembre de 2009, Enap Sipetrol S.A. presentó una la demanda impugnando la Resolución que rechazó el reclamo administrativo que se propuso en contra del Acta de Determinación de impuesto a la renta del ejercicio 2005. El conocimiento del Juicio No.17504-2009-0069 recayó en la Cuarta Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal No.1. Con fecha 20 de diciembre de 2009 fueron presentadas las pruebas respectivas y se ha fijado la Inspección Contable y Financiera para el 23 de marzo de 2010.

3. Segunda Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal N°1, Juicio de excepciones, propuesto contra el Municipio del Distrito Metropolitano de Quito por el impuesto del 1.5 por mil a los activos totales del 2005. Determinación Tributaria MUS\$57. Mediante Resolución N°02305 de 22 de octubre del 2008, la Directora Metropolitana Financiera Tributaria del cantón Quito, dejó sin efecto la determinación tributaria del impuesto del 1.5 por mil a los activos totales del año 2005, antecedente de este juicio de excepciones. A la presente fecha, la Tercera Sala no se ha pronunciado sobre la solicitud de SIPEC de que se archive el proceso en virtud de la resolución antes mencionada.

c.2.1.5.- Juicios Tributarios Fiscales ejercicio económico año 2006

1. Mediante Acta de Determinación N° 1720090100465, de 23 de diciembre de 2009, el SRI procedió a determinar a SIPEC el impuesto a la renta y sus anticipos correspondientes al ejercicio económico 2006, levantando glosas por un valor total de MUS\$3.475. Se presentará un Reclamo Administrativo hasta el 22 de enero 2010, fecha en la que vence la presentación del mismo.
2. Primera Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal N°1, Juicio de excepciones N°25621, propuesto contra el Municipio del Distrito Metropolitano de Quito por el impuesto del 1.5 por mil a los activos totales del 2006. Determinación Tributaria MUS\$124 por concepto de impuesto del 1.5 por mil a los activos totales del año 2006. Mediante Resolución N°02305 de 22 de octubre del 2008, la Directora Metropolitana Financiera Tributaria del cantón Quito, dejó sin efecto la determinación tributaria del impuesto del 1.5 por mil a los activos totales del año 2006, antecedente de este juicio de excepciones. A la presente fecha, la Primera Sala no se ha pronunciado sobre la solicitud de SIPEC de que se archive el proceso en virtud de la resolución antes mencionada.

c.2.1.6.- Juicios Tributarios Fiscales ejercicio económico año 2007

1. Primera Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal N°1, Juicio de excepciones N°26221, propuesto contra el Municipio del Distrito Metropolitano de Quito por el impuesto del 1.5 por mil a los activos totales del 2007. Determinación Tributaria USD. US\$104. Mediante Resolución N°02305 de 22 de octubre del 2008, la Directora Metropolitana Financiera Tributaria del cantón Quito, dejó sin efecto la determinación tributaria del impuesto del 1.5 por mil a los activos totales del año 2007, antecedente de este juicio de excepciones. A la presente fecha, la Primera Sala no se ha pronunciado sobre la solicitud de SIPEC de que se archive el proceso en virtud de la resolución antes mencionada.

c.2.2 Juicios Laborales

1. Juzgado Cuarto de Trabajo de Pichincha. Juicio N°2007-0967, que sigue Tapia Cuji Marco Antonio en contra de SIPEC, en el que reclama indemnizaciones por el valor de MUS\$ 33,6 por concepto del 15% de utilidades del año 2006. Con fecha 28 de octubre del 2008, el Juez resolvió rechazar la demanda por falta de legítimo contradictor. El actor con fecha 06 de noviembre del 2008, interpuso un Recurso de Apelación ante el Superior. La Corte Superior en mayo de 2009 se ratificó en el fallo del inferior. En junio 2009 Marco Tapia presentó recurso de casación ante la Corte Suprema de Justicia. A la espera de la sentencia.
2. Juzgado Cuarto de Trabajo de Pichincha. Juicio N°2008-0390, que sigue Ricardo Vinicio García Linto en contra de las subcontratistas URAZUL, ARB, SAE y a SIPEC como contratante, en el que reclama indemnizaciones y utilidades. Exhibición de documentos, 19 de enero del 2009. La Audiencia definitiva tuvo lugar el 12 de febrero del 2009. Cuantía MUS\$190 SIPEC considera que no tiene ninguna obligación contractual con el demandante. Nos encontramos a la espera de sentencia.
3. Juzgado Segundo de Trabajo de Pichincha. Juicio N°2008-0446, que sigue el Dr. Alfredo Moreno

en contra de SIPEC, en el que reclama derechos laborales y utilidades. El 24 de octubre del 2008, tuvo lugar la Audiencia de Contestación a la demanda en donde se realizó el descargo de las pruebas correspondientes. Con fecha 10 de diciembre del 2008, se realizó la exhibición de los documentos solicitados por el actor. La Audiencia Definitiva se llevó a cabo el día 09 de enero del 2009. Cuantía MUS\$180. En abril 2009 se suscribió un acuerdo transaccional por MUS\$120 que fueron imputados a utilidades 2008 del resto de trabajadores sin que esto haya tenido un costo para SIPEC. El acuerdo transaccional fue aprobado mediante sentencia y el juez archivó la causa.

4. Juzgado Segundo de Trabajo de Pichincha. Juicio N°2008-0499, que sigue Jaidy Jefferson González en contra de las subcontratistas URAZUL, ARB, SAE y a SIPEC como contratante. Reclama Indemnización por despido intempestivo, pago por concepto de desahucio, 15% de utilidades de los años de 2003 al 2008. Audiencia de Conciliación 27 de mayo del 2009. Cuantía MUS\$ 120. SIPEC considera que no tiene ninguna obligación contractual con el demandante. En mayo de 2009 el actor desistió de la causa.

5. Juzgado Segundo de Trabajo de Pichincha. Juicio N°2008-0801, que sigue Tapia Cuji Marco Antonio en contra de SIPEC, en el que reclama indemnizaciones por el valor de MUS\$ 120,0 por concepto del 15% de utilidades del año 2007, del 1 de enero al 2 de noviembre del 2007. La Audiencia preliminar se desarrolló el 30 de noviembre del 2009. La Audiencia definitiva se encuentra fijada para el 30 de septiembre de 2010.

6. Reclamo propuesto en diciembre del 2007, ante la Dirección Regional del Trabajo de Quito por el 15% de utilidades de los ejercicios económicos 2005, 2006 y 2007, planteado por un grupo de 51 empleados de la empresa contratista SAE, compañía con la cual SIPEC contrató servicios de mantenimiento. El Director Regional del Trabajo inició un proceso de revisión para establecer si los reclamantes tienen o no derecho a participar en tales utilidades.

SIPEC presentó todos los argumentos legales pertinentes para demostrar la legitimidad de la forma en que se distribuyeron las utilidades de los años 2005, 2006 y 2007, y la falta de derecho de los reclamantes. SIPEC inclusive, trató de consignar las utilidades del ejercicio económico 2007 ante dicha autoridad para que sea ésta la que reparta conforme corresponda, sin embargo, la Autoridad del Trabajo no aceptó dicha consignación. Con fecha 21 de noviembre del 2008, se llevó a cabo la Audiencia de Conciliación ante el Director Regional del Trabajo de Quito, donde se adjuntaron al proceso las pruebas respectivas.

El Ministerio del Trabajo rechazó el reclamo determinando que no hay lugar al pago de utilidades por los ejercicios 2006 y 2007.

SIPEC llegó a un acuerdo con los empleados de SAE mediante el cual les pagó utilidades desde 1 a 31 de mayo de 2008, esto es desde la vigencia del mandato laboral 8 y con fecha 31 de marzo de 2009 se suscribió con la gran mayoría de ex – empleados de SAE un finiquito que da por terminada las relaciones laborales sin ningún reclamo pendiente. Este finiquito fue suscrito ante el inspector del trabajo de Quito, quien lo avalizó.

Algunos de los ex empleados de SAE en mayo 2009 presentaron una queja ante el Inspector del Trabajo de Francisco de Orellana, no reclaman un monto en específico simplemente cumplimiento de obligaciones laborales. Con fecha 11 de junio de 2009 tuvo lugar una audiencia en donde SIPEC expuso la impertinencia de la causa debido a que ya existe un fallo administrativo sobre el mismo tema.

7. Juzgado de lo Civil de Orellana. Juicio Especial de Acción de Protección N°529-2008 propuesto por 21 empleados de SAE en contra de SIPEC, donde reclaman ser contratados de forma directa por SIPEC. El 2 de diciembre del 2008, se llevó a cabo la Audiencia Pública en donde se dio contestación a la Acción de Protección. Con fecha 12 de diciembre del 2008 el Juez de lo Civil de Orellana resolvió conceder la Acción de Protección interpuesta por

los accionantes y disponer a SIPEC su inmediata contratación. El 17 de diciembre del 2008, fue presentado el Recurso de Apelación ante la Corte Superior de Sucumbíos con jurisdicción en Orellana por parte de SIPEC el cual ha sido calificado.

La Corte Superior de Sucumbíos consideró que no tenía jurisdicción para conocer el caso ya que existían otros caminos por la vía ordinaria para presentar el reclamo.

8. Inspector del Trabajo de Orellana. Denuncia presentada por ex – empleados de ECUAMBIENTE. Propuesto por ex – empleados de la contratista de servicios ambientales ECUAMBIENTE. Audiencia tuvo lugar el 11 de junio de 2009, SIPEC argumentó que se trata de servicios técnicos especializados. Imposible predecir hasta donde avance este tema o si tome matices políticos por tratarse de personas de la comunidad.

9. Recurso extraordinario de revisión N°00005-DTAJ-09, propuesta por un grupo de 86 ex empleados de SAE, PETROPOWER, entre otros ante el Ministro de Relaciones Laborales (Dirección Técnica de Asesoría Jurídica). Con fecha 16 de septiembre de 2009 presentamos la contestación al Recurso Extraordinario de Revisión adjuntando algunas pruebas para el proceso. Con fecha 19 de octubre de 2009, se encuentra señalada la Audiencia ante el Director Jurídico del Ministerio de Relaciones Laborales, quien ha sido designado como delegado del Ministro. Con fecha 15 de enero de 2010 el Ministerio de Trabajo resolvió negar el Recurso Extraordinario de Revisión y ratificar la decisión del Director Regional de Trabajo de Pichincha por ser la única autoridad laboral facultada por el Mandato 08, para el conocimiento de estas causas.

c.3 Egipto

Apelación en juicio por rescisión de contrato de arrendamiento, devolución de oficinas y cobro de rentas ante Corte de Apelaciones de El Cairo por sentencia dictada en causa N° 379/2006. Se demanda a la compañía el pago de 90 mil libras egipcias, que as-

cienden a MUS\$15,0. Las apelaciones presentadas fueron realizadas en noviembre 2009 con resultados a favor del demandante, se tendrá otra sesión con el perito técnico en febrero de 2010.

Si bien la empresa no está en condiciones de hacer un pronóstico del resultado del juicio, es muy probable que se dicte sentencia desfavorable y por esta razón se ha reconocido la pérdida en el estado de resultados.

d. Compromisos Comerciales:

La Sociedad mantiene los siguientes compromisos comerciales en relación al desarrollo de sus operaciones:

1- Petropower Energía Ltda.

Con ocasión de la celebración del partners agreement entre Enap Refinerías S.A. y Foster Wheeler en relación al proyecto Petropower en enero de 1996, Enap Refinerías S.A. otorgó una declaración de responsabilidad respecto de las obligaciones emanadas del mismo contrato.

En relación con el proyecto Petropower, la Sociedad matriz firmó en 1994 un contrato donde se compromete a pagar una tarifa de procesamiento anual de aproximadamente MUS\$17.400, a cambio del derecho de operar su planta de coquización e hidrotatamiento, además de pagar una tarifa anual de aproximadamente MUS\$9.900 por el abastecimiento de ciertos productos energéticos. Este acuerdo que se firmó está sujeto a escalamiento anual hasta el vencimiento del contrato en 2018.

Otras condiciones de los acuerdos obligan, en caso de una reducción en los ingresos anuales definida en el contrato de procesamiento y demás acuerdos del negocio y después que el Operador de la planta ha aportado con el 10% de dicho déficit, a que Enap Refinerías S.A. y su matriz ENAP, contribuyan con el 50% del saldo y Foster Wheeler con el otro 50% del saldo de dicha reducción, que de ocurrir no debería exceder los MUS\$1.400 al año.

Adicionalmente, Enap Refinerías S.A. adquirió la obligación de comprar o programar la venta de los

activos de Petropower Energía Ltda. por no menos de MUS\$43.000 en la fecha de término programada del respectivo contrato (año 2018) o en cualquier otra fecha que sea acordada mutuamente entre las partes.

2.- Innergy Holding S.A.

Con fecha 18 de junio de 2009 Innergy Soluciones Energéticas y Enap Refinerías S.A., realizaron un addendum a los contratos de compra y transporte de Gas Natural vigentes al mes de junio de 2009, en el cual se incorporan una serie de modificaciones y se eliminan algunas obligaciones. Los principales cambios establecidos en dicho addendum son los siguientes:

- Enap Refinerías S.A. estará obligada a pagar las tarifas de transporte de gas tanto en Chile como en Argentina únicamente por los volúmenes efectivamente suministrados por Innergy.
- Pagar derechos de exportación y el monto incremental solo por el Gas efectivamente suministrado por Innergy.
- Se elimina la obligación take or pay (tomar o pagar) de cualquier volumen de gas natural establecido en contratos anteriores.

3.- GNL Quintero S.A.

ENAP garantiza en forma solidaria las obligaciones de pago contraídas por GNL Quintero S.A. a prorrata de la participación accionaria de la ENAP en dicha sociedad (20%), bajo los contratos de ingeniería ("Engineering Contract"), suministro de equipos y materiales ("Procurement Contract") y construcción ("Construction Contract") firmados con CB&I UK Limited, con Southern Tropic Material Supply Company Limited y con CBI Montajes de Chile Limitada, respectivamente, con fecha 30 de abril de 2007 para la construcción del proyecto GNL. La garantía asciende a un monto mensual máximo de MUS\$ 26.150.

4.- GNL Chile S.A.

Con fecha 31 de mayo de 2007, Enap Refinerías S.A. suscribió un contrato de suministro de gas natural (Gas Sales Agreement) con la sociedad GNL Chile S.A. que le permitirá garantizar la seguridad de

suministro necesario para la operación de su Refinería de Aconcagua en la comuna de Concón.

Dicho contrato, tiene una duración de 21 años a partir del ECOD, y le permite acceder a una capacidad de regasificación de 3,2 millones de metros cúbicos por día, y a la misma cantidad de gas natural en la medida que se cuente con los contratos de suministro de GNL. En la misma fecha, GNL Chile S.A. suscribió un contrato con BG que permite a Enap Refinerías S.A. acceder a una cantidad contractual anual máxima de GNL, equivalente a 2,2 millones de metros cúbicos de gas natural por día. El inicio del suministro de gas natural tuvo lugar durante el mes de agosto de 2009. Las obligaciones contraídas por Enap Refinerías S.A. bajo el contrato de suministro de gas natural, han sido garantizadas por su matriz Empresa Nacional del Petróleo (ENAP).

El referido contrato de suministro es parte de un conjunto de contratos comerciales del Proyecto GNL, cuyo cierre definitivo tuvo lugar el 31 de mayo de 2007. Dicho proyecto tiene por objeto la compra de gas natural licuado (GNL) proveniente del exterior, su almacenamiento y regasificación en la Planta de Regasificación que se ubica en las comunas de Quintero y Puchuncaví de la Región de Valparaíso del país y suministro de gas natural a la zona centro y sur del país.

5.- Petróleos Marinos de Chile Ltda.

Con fecha 1 de mayo de 2006, Enap Refinerías S.A. suscribió un contrato con Petróleos Marinos de Chile Ltda., para transportar por esta última, Fuel Oil, IFOS y Cutter stock por medio de un oleoducto que conecta el Terminal Quintero de propiedad de Enap Refinerías S.A., con el terminal de combustibles ubicado en Greda Alta de propiedad de Puerto Ventanas S.A. Mediante dicho contrato, Enap Refinerías S.A. se obliga a movilizar por cada año de vigencia del contrato, a todo evento, la cantidad de 550.000 TM como mínimo. La vigencia del contrato es de 36 meses contados desde el 1 de mayo de 2008, fecha de inicio de las operaciones del oleoducto.

6.- Empresas de Gas de la V Región

Con fecha 9 de febrero de 2005, Empresa de Gas de la V Región S.A. (GasValpo) y Enap Refinerías S.A. (ERSA) suscribieron un contrato de abastecimiento de gas natural, en virtud del cual GasValpo suministraría gas natural en firme a ERSA para el uso en sus procesos productivos de la V Región y cuyo plazo de término es el 25 de abril de 2018.

En abril de 2009, producto de la entrada en funcionamiento del Terminal de almacenamiento y regasificación de propiedad de la sociedad GNL Quintero S.A., el cual permite a ERSA adquirir Gas Natural en mejores condiciones comerciales, GasValpo flexibilizó términos y condiciones vigentes en dicho contrato, eliminando al obligado a tomar o pagar dicho gas a contar de la recepción de gas, incorporar el pago de un fee de comercialización que dará derecho de acceder a gas natural proveniente de Argentina al mismo precio que lo hace GasValpo de su proveedor. No obstante ERSA deberá continuar pagando la tarifa de transporte correspondiente, sin embargo GasValpo se encuentra actualmente negociando una modificación al Contrato de Transporte con GasAndes, con el objeto de disminuir dicha tarifa pero manteniendo la misma capacidad de transporte disponible para ERSA. Durante 2009 se logró disminuir la tarifa de transporte en un 55,05%.

7.- Nuevos contratos comerciales

Durante el último trimestre del año 2009, el Grupo de Empresas ENAP, enmarcado en una nueva Política Comercial, dio inicio a un proceso de negociación con empresas Distribuidoras entre las que se puede destacar a Copec, Terpel, Petrobras y Shell entre otras. El objetivo principal de esta nueva política junto con la firma de estos acuerdos, es vender productos con contratos a un año plazo, de modo de planificar y garantizar la entrega de combustibles, en los volúmenes y plazos programados por nuestros clientes. Esto permitirá brindar descuentos por programación en función a los acuerdos alcanzados. Este proceso de negociación culminó los primeros días de enero del año 2010, alcanzándose beneficios para ambas partes que permitirán operar bajo condiciones más óptimas y seguras.

c) Restricciones:

c.1) La Matriz

En el mes de noviembre de 2007 fueron levantadas las restricciones estipuladas como covenants en los préstamos sindicados.

Al 31 de diciembre de 2009, la Empresa no mantiene restricciones y cumplimientos de covenants con sus bancos acreedores y bonos con el público.

c.2) Enap Sipetrol Argentina S.A.

La legislación aplicable a esta Sociedad exige que el 5% de las utilidades del ejercicio deban ser destinadas a la constitución de una reserva legal, cuenta integrante del patrimonio neto, hasta que dicha reserva alcance el 20% del capital social ajustado.

d. Otras contingencias:

ENAP

A la fecha la sociedad a sido notificada de 10 casos interpuesto por organismo como INP, Mutual de Seguridad, Compin, por pago de indemnizaciones, las cuales se encuentran en etapa preliminar y cuantía indeterminada a la fecha

Enap Refinerías S.A. (ERSA).

El 25 de mayo de 2007 se produjo un derrame de crudo en la Bahía de San Vicente, Región del Bío-Bío, durante la descarga de petróleo de la Nave "New Constellation" al Terminal B de la Refinería Bío-Bío, perteneciente a Enap Refinerías S.A. (ERSA).

Como consecuencia del siniestro se han notificado, al 31 de diciembre de 2007, 11 demandas por indemnización de perjuicios en contra de Enap Refinerías S.A., cuya cuantía asciende a un equivalente de MUS\$94.104. Las demandas, salvo la del Consejo de Defensa del Estado, son de pescadores y recolectores de algas y mariscos; los procesos respectivos roles 4, 6, 7, 25, 26, 28, 33, 34, 37, 38, y 39, todos del año 2007, se ventilan conforme al procedimiento establecido en el DL. 2.222 ante ministros de la I. Corte de Apelación de Concepción. Hay dos causas en los Juzgados de Letras de Talcahuano, una inicia-

da por la I. Municipalidad de Talcahuano Rol 3020, cuya cuantía es indeterminada y otra demanda civil indemnizatoria interpuesta por algunos dueños de restaurantes de Caleta Lenga, Rol 2099, ascendente a MUS\$740.

El valor de MUS\$94.104 se descompone, aproximadamente, en un 17% por concepto de daño moral, un 14% por daño emergente, un 40% por lucro cesante o pérdidas de gananciales y un 28% por daño ecológico.

En el transcurso del año 2008, la Sociedad fue notificada de 10 demandas, 9 de ellas ante la I. Corte de Apelaciones de Concepción, Roles 40, 42, 45, 46, 47, 9, 10 y 13, por una cuantía ascendente a MUS\$166.003 y una ante el Juzgado de Letras de Talcahuano, Rol 108, por un total de MUS\$77.

En el transcurso del año 2009, la Sociedad fue notificada de 4 demandas, Roles 5, 6, 10 y 17, por una cuantía ascendente a MUS\$66.388.

La empresa ha calificado a estos juicios como hechos no esenciales, porque cuenta con argumentos jurídicos y antecedentes suficientes para estimar, razonablemente, que enervará las acciones judiciales deducidas en su contra, mediante la demostración de la existencia de los siguientes hechos: a) Falta de legitimación activa de parte importante de los demandantes; b) Atribución al siniestro de efectos ecológicos inexistentes por parte de los actores; c) Inexactitud respecto de la causa del Incidente invocada por los actores; d) Falta de relación de causalidad entre los daños invocados y el Incidente: tal como lo señalan diversos estudios, la contaminación denunciada por los demandantes es previa al Incidente; e) Exclusión legal de una parte importante de los daños invocados por los demandantes: el régimen jurídico aplicable (Ley de Navegación) sólo contempla como posibles objeto de indemnización el lucro cesante y las medidas razonables de restauración del medio ambiente y f) Falta de consistencia entre la magnitud de las cantidades demandadas y la significación o tamaño económico de las actividades supuestamente afectadas, pues

se arguye que los daños totales ascienden a un equivalente aproximado de MUS\$195.000, respecto de una industria económica cuyos ingresos anuales no exceden los MUS\$500.

En relación con los juicios cabe consignar que la I. Corte de Apelaciones de Concepción por sentencia de 14.11.07, confirmada por la E. Corte Suprema el 18.12.07 rechazó todos los recursos de protección interpuestos en contra de Enap Refinerías con motivo del siniestro, dejando constancia que "no puede achacarse a las recurridas la comisión de un acto u omisión arbitraria, vale decir, producto de su solo querer o mero capricho, ya que según se ha explicitado, consta que las líneas o ductos submarinos eran supervisados y controlados previos a operar en labores de trasvasije..." y "... que el supuesto escenario de ausencia de medidas concretas de frente a la emergencia ambiental que ha dejado entrever los recurrentes, no es tal tanto es así que la línea o ducto fracturado fue reemplazado y por ello fue autorizada su operación ...", considerando éste que debe relacionarse con el undécimo, en que la I. Corte da por cumplido por la empresa el "Plan de Contingencia para el Control de Derrames de Hidrocarburos, LPG y Productos Químicos".

Enap Refinerías S.A. cuenta con seguros de responsabilidad civil que han sido activados y que cubrirían esta eventual contingencia.

Al mejor entender de la Administración la eventual contingencia podría corresponder a una posible multa o sanción pecuniaria impuesta por la autoridad competente, la cual por su carácter sancionatorio no se encuentra cubierta por seguro alguno, pero de ser así en ningún caso su monto modificaría en forma significativa la situación patrimonial que la empresa exhibe en sus estados financieros.

d.1) Enap Sipetrol Argentina S.A.

d.1.1) Sumario Penal Cambiario - Banco Central de la República Argentina

Banco Central de la República Argentina, Sumario Cambiario BCRA N° 3221, Expediente N° 40288/02,

"Sipetrol Argentina S.A. y Otro, S/ Ley N° 19.359". Presuntas infracciones a los incisos e) y f) del artículo N° 1 de la Ley del Régimen Penal Cambiario acaecidas en el año 2002. Enap Sipetrol Argentina S.A. no integró/liquidó el 100 % de las divisas provenientes de sus ventas de hidrocarburos en el Mercado Local, por cuanto entendía que estaba y aún al día de la fecha está vigente el Régimen de Libre Disponibilidad de Divisas, con la consiguiente obligación de integrar/liquidar solamente el 30% de las mismas en el Mercado Interno.

Estado actual: El BCRA concluyó la Etapa Instructiva (Cargo, Descargo, Etapa de Prueba, Alegatos) y el Expediente se encuentra disponible para el pase a Sede Penal.

Enap Sipetrol Argentina S.A. - YPF S.A. UTE Magallanes

1. Banco Central de la República Argentina, Sumario Cambiario BCRA N° 3582; Expediente N° 21.427/04 "Sipetrol Argentina S.A. y Otros, S/ Ley N° 19.359". Presuntas infracciones a los incisos e) y f) del artículo N° 1 de la Ley del Régimen Penal Cambiario acaecidas en el año 2002. Enap Sipetrol Argentina S.A. no integró/liquidó el 100 % de las divisas provenientes de sus ventas de hidrocarburos en el Mercado Local, por cuanto entendía que estaba y aún al día de la fecha está vigente el Régimen de Libre Disponibilidad de Divisas, con la consiguiente obligación de integrar/liquidar solamente el 30% de las mismas en el Mercado Interno.

A la fecha el BCRA concluyó la etapa instructiva (cargo, descargo, etapa de prueba, alegatos) y el expediente se encuentra hace un año disponible para el pase a Sede Penal.

La Secretaría de Energía notificó a Enap Sipetrol Argentina S.A. la aplicación de una multa a la empresa titular de la Concesión de Explotación Hidrocarburíferas del Área Magallanes, YPF S.A., por incumplimiento de las obligaciones emergentes de los Artículos 31 y 69 inc. a) y d) de la Ley 17.319 y las Resoluciones N° 105/92, 189/80, 24/04 y 342/93. La multa fue de \$ 209.750 y fue abonada oportunamente por YPF S.A.

3.a.4 Juzgado Federal de Primera Instancia N° 1 de Río Gallegos, Secretaría Penal N° 2, Expediente N° 1413/05 "Fiscal de Estado de la Provincia de Santa Cruz s/ Denuncia".

La denuncia proviene del informe que, la Secretaría de Energía de la Provincia de Santa Cruz, remitió a la Fiscalía de Estado señalando que se detectó un derrame de hidrocarburos en el mar, específicamente Área Magallanes. Se realizaron diversas actuaciones que culminaron el 23 de febrero de 2007 en que, por pedido del Fiscal de la causa, se ordenó recibir declaración indagatoria en los términos del artículo 294 del Código Penal Procesal a dos profesionales de esa época. Después de las declaraciones, el Juzgado realizó otras pruebas, y decretó el procesamiento de dichos profesionales. Esta resolución fue apelada por ambos ante la Cámara de Apelaciones de Comodoro Rivadavia, presentándose las defensas respectivas con fecha 8 de octubre de 2007, encontrándose la causa en la actualidad en trámite ante el mencionado tribunal. Con fecha 18 de septiembre de 2009 los procesados recibieron notificación de parte de la Cámara de Apelaciones de Comodoro Rivadavia, a través de la cual se CONFIRMA los procesamientos penales. Con fecha 29 de septiembre de 2009 se presentó ante el Juzgado Federal de Río Gallegos una Excepción de Previo y Especial Pronunciamiento. Extinción de la Acción Penal por prescripción de la Acción Penal, solicitando que se remitiera dicha Excepción a la Cámara de Apelaciones de Comodoro Rivadavia. La Cámara de Apelaciones de Comodoro Rivadavia ordenó el traslado del Expediente al Juzgado Federal de Río Gallegos para el tratamiento de la Excepción interpuesta. Cualquiera sea la solución a que arribe la Cámara, ella no comprometerá el patrimonio de Enap Sipetrol Argentina S.A., dado que el monto de los embargos es personal y asciende a la suma de MUS\$ 5,7 por cada uno.

Dirección de Regalías, Subsecretaría de Estado de Energía, Ministerio de la Producción, Provincia de Santa Cruz. Expediente 400300/07 Enap Sipetrol Argentina S.A. - YPF S.A. UTE (MAGALLANES). Regalías sobre gasolinas. Monto reclamado MUS\$1.423,3-. Se solicitó Vista de las actuaciones.

AFIP C/ Enap Sipetrol Argentina S.A. Expediente N° 33.486-I. Vista y Determinación de Oficio de Deuda por no Ingreso de Impuesto a las Ganancias por Períodos Fiscales 2004 y 2005, Consideración de Previsiones Contables Por Taponamiento y Abandono de Pozos – Ajustes de Declaraciones Juradas.

Por acción de compensaciones entre los períodos fiscales 2004/2005, el monto reclamado es MUS\$ 495,2- más US\$ 76,9.- por concepto de multas. Con

fecha 22 de diciembre de 2009, la empresa procedió a apelar la determinación del Oficio de la AFIP ante el Tribunal Fiscal de la Nación.

e) Cauciones obtenidas de terceros

Al 31 de diciembre de 2009, ENAP ha recibido boleta en garantías de proveedores o contratistas para garantizar el cumplimiento de los contratos de prestación de servicios y construcciones, por un importe total de MUS\$ 85.295.

Enap Refinerías S.A.

En relación con los proyectos: Petropower, Petrosul, Etalsa, Hidrógeno con AGA, Prodisa y Enercon, la sociedad cuenta con la garantía de Empresa Nacional del Petróleo para cumplir con las obligaciones de Enap Refinerías S.A. emanadas de los respectivos contratos comerciales.

Enap Sipetrol S.A.

Al 31 de diciembre de 2009, Enap Sipetrol S.A. ha recibido de los distintos proveedores y contratistas, las siguientes garantías.

Proveedor	Garantía Contrato	ARS	US\$
Baker Hughes Argentina	SIPET/PP PC/33-2007/PAMPA	70.280,81	18.494,95
Baker Hughes Argentina	Helix E2 Project/ BA/ 036/ 08 (Prov de trepanos)	16.520,00	4.347,37
Bekon S.A.	UTEAM/RG/227	180.000,00	47.368,42
BJ Services S.R.L	Helix E2 PROJECT/ BA/ 032/08	67.600,00	17.789,47
Bolland y Cia. S.A.	SIPET/ PP PC/ 36-2007 PAMPA	177.425,41	46.690,90
COPGO Wood Group S.A.	SIPET/ PP PC 31-2007 / PAMPA	256.000,00	67.368,42
COPGO Wood Group S.A.	SIPET/ PP PC 31-2007 / PAMPA	476.600,00	125.421,05
DAP Helicópteros Argentina	UTEAM/RG/RG/146 Y UTECAM2/A-SUR/RG/019	-	300.000,00
Electrificadora del Valle S.A.	UTEAM RG 048/2008	1.687.108,40	443.975,89
Envirogroup S.A.	UTEAM/RG/090	16.300,00	4.289,47
Escarabajal Ingenieria S.R.L.	UTEAM/RG/298	98.641,25	25.958,22
Establecimientos La Asunción S.A.	Garantia de anticipo y/o acopio	58.060,00	15.278,95
Establecimientos Oeste S.A.	SIPET/PP PC/022-2003/PAMPA	20.000,00	5.263,16
Fiori Alejandro	CTTO UTECAM2/ASUR/RG/023	168.000,00	44.210,53
Geopatagonia	SIPET/PP PC/37-2007/PAMPA	173.360,00	45.621,05
Huinoil SA	UTECAM2/ASUR/RG/002/2009	48.078,00	12.652,11
JOMAR	UTEAM/RG/261	235.495,68	61.972,55
JR Turismo Alternativo	CTTO UTEAM/RG/210	30.000,00	7.894,74
Kidde Argentina S.A.	UTEAM/RG/110	88.209,78	23.213,10
Kindruk Teodoro	SIPET/ PP CRV 53-2008/ PAMPA	25.622,00	6.742,63
Minvest S.A.	Supply service	-	1.153.400,00
Oliva Luis Nelson	SIPET/PP PC/ 19-2006/ PAMPA	49.462,00	13.016,32
Petrotank s.a	UTECAM2/A SUR/RG/007	-	24.013,94
Petrotank s.a	UTEAM/BA/024	-	175.309,57
Qualicontrol	UTEAM/BA/089	325.035,00	85.535,53

Proveedor	Garantía Contrato	ARS	US\$
Risk Control	UTEAM/RG/011//2008	150.000,00	39.473,68
Rosen Europe R.V.	UTEAM/BA/082	203.278,00	53.494,21
Schneider Electric Argentina S.A.	Anticipo fc. 22037 - OC 700005324	-	3.266,55
Seibo Ingenieria S.R.L.	UTEAM/RG/292	.200.000,00	315.789,47
Skanska S.A.	PP/PC/ 038/ 2007	4.533.916,00	1.193.135,79
Skanska S.A.	UTECAM2/ASUR/RG/002	240.716,62	63.346,48
Skanska S.A.	UTEAM/RG/077	2.930.105,00	771.080,26
Skanska S.A.	UTECAM2/ASUR/RG/002	240.716,62	63.346,48
Skanska S.A.	UTEAM/RG/077	2.930.105,00	771.080,26
Skanska S.A.	UTECAM2/ASUR/RG/002	240.716,62	63.346,48
Skanska S.A.	UTEAM/RG/077	2.930.105,00	771.080,26
Skanska S.A.	UTEAM/RG/309	141.313,50	37.187,76
Smith International Inc.	Pc CRV 023-2008/PAMPA	172.623,00	45.427,11
Sodexho Argentina S.A.	UTECAM2/A SUR/RG/004	108.244,18	28.485,31
Sodexho Argentina S.A.	UTEAM/RG/242	891.755,82	234.672,58
Sodexho Argentina S.A.	UTEAM/RG/308	8.247,36	2.170,36
Solar Turbines International Company	UTEAM/BA/050	-	253.000,00
Tecnotrol S.R.L.	SIPET/PC/CRV/010-2008/PAMPA	36.197,00	9.525,53
Teledrif	SIPET/PP PC/05-2008/PAMPA	74.400,00	19.578,95
TIPCI Tecnologia Integral en Proteccion contra Incendios S.A	4500089306	190.729,55	50.191,99
Trans Patagonia Servicios S.A	UTEAM/RG/092/2008 y UTECAM2/A-SUR-RG-017	30.000,00	7.894,74
TRANSPLANS	CTTO UTEAM/RG/148	73.226,00	19.270,00
Weiz Instrumentos S.A.	UTEAM/RG/099	4.954,22	1.303,74
Weiz Instrumentos S.A.	UTEAM/RG/039/2008	25.000,00	6.578,95
Wood Group	SIPET/PP PC/46-2004/PAMPA	1.500.000,00	394.736,84

28. INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

El detalle de los gastos realizados por concepto de medio ambiente al 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:

a. ENAP

Proyecto	Fecha desembolso	Clasificación	Descripción	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Riles	31/3/09	Resultado	Trasporte aguas de reinyección Isla Tierra del Fuego	21	235
Normalización de Instalaciones	31/3/09	Resultado	Manejo de aguas servidas Bahía Laredo	116	656
Gestión de Permisos ambientales	31/3/09	Resultado	Gestión de permisos ambientales de proyectos	441	595
Proyecto Pasivos Ambientales	31/3/09	Resultado	Remediación de fosas	9.572	7.676
Remediaciones ambientales	31/3/09	Resultado	Trabajos medio ambientales ejecutados por Adm. de Isla y Continente	1.003	1.580
Manejo de Residuos	31/3/09	Resultado	Contrato de retiro disposición de Riles y Respel	574	147
Totales				11.727	10.889

El detalle de los desembolsos posteriores al 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Proyecto	Clasificación	Descripción	Monto MUS\$	Fecha en la cual se estima que los desembolsos sean realizados
Riles	Resultado	Trasporte aguas de reinyección Isla Tierra del Fuego	955	Contra proyecto
Normalización de Instalaciones	Resultado	Manejo de aguas servidas Bahía Laredo	134	Contra proyecto
Gestión de Permisos ambientales	Resultado	Gestión de permisos ambientales de proyectos	141	Contra proyecto
Proyecto Pasivos Ambientales	Resultado	Remediación de fosas	78	Contra proyecto
Remediaciones ambientales	Resultado	Trabajos medio ambientales ejecutados por Adm. de Isla y Continente	183	Contra proyecto
Manejo de Residuos	Resultado	Contrato de retiro disposición de Riles y Respel	70	Contra proyecto
Totales			1.561	

b. Enap Refinerías S.A.

Proyecto	Clasificación	Concepto	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Nueva unidad de alquiler	Activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos	25.693	18.941
Ampliación capacidad de producción de diesel bajo azufre	Activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos	29.109	11.549
Instalación sellos dobles bombas proceso	Activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos	233	-
Instalación sistema manejo drenajes y aguas lluvia Qtro	Activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos	341	-
Mejora Sistema Tratamiento de Aguas Aceite	Activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos	3.367	4.981
Instalación sellos dobles bombas proceso	Activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos	1.345	-
Mitigación Impacto Ambiental por Operación	Activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos	-	1.326
Disminución material particulado	Activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos	-	93
Disminución emisión de riles	Activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos	-	956
Subtotal Proyectos			60.088	37.846

Gastos Operativos Unidad Medioambiente	Clasificación	Concepto	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Servicios Medioambiente	Gasto	Asesorías	285	609
Servicios por mantención	Gasto	Asesorías	6	18
Depreciación	Gasto	Depreciación	62	69
Disposición residuos	Gasto	Asesorías	4.057	2.748
Subtotal Gastos Unidad Medioambiente			4.410	3.444

Gastos Medio Ambiental Unidades Operativas	Clasificación	Concepto	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Planta de ácido	Gasto	Costos operacionales de la planta	498	376
Planta de azufre	Gasto	Costos operacionales de la planta	169	164
Planta Desulfurización de Gasolina	Gasto	Costos operacionales de la planta	4.607	4.935
Planta Desulfurización de Diesel	Gasto	Costos operacionales de la planta	50	51
Striper aguas ácidas (S.W.S.)	Gasto	Costos operacionales de la planta	612	180
Tratamiento efluentes	Gasto	Costos operacionales de la planta	612	682
Subtotal Gastos Medio Ambiente Unidades Operativas			6.548	6.388
Totales			71.046	47.678

El detalle de los desembolsos posterior al 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Compromisos Futuros				
Proyecto	Clasificación	Concepto	Importe del Desembolso MUS\$	Fecha Estimada del Desembolso
Nueva unidad de alquiler	Costo de un activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos *	115.748	30.06.11
Ampliación capacidad de producción de diesel bajo azufre	Costo de un activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos *	9.142	30.06.10
Instalación sellos dobles bombas proceso	Costo de un activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos *	75	31.12.09
Instalación sistema manejo drenajes y aguas lluvia Qtro	Costo de un activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos *	2.001	31.12.10
Mejora Sistema Tratamiento de Aguas Aceite	Costo de un activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos *	4.366	20.09.09
Instalación sellos dobles bombas proceso	Costo de un activo	Contratos de construcción, asesorías, materiales y equipos *	783	31.12.09
Totales			132.115	

(*) Todos los compromisos futuros representan obras en curso de construcción e infraestructura.

c. Enap Sipetrol S.A.

País	Clasificación (Resultado o activo)	Descripción	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Ecuador	Activo	Inversiones Medio Ambientales relacionadas con proyectos	59	40
Ecuador	Resultado	Gasto operativo de unidad gestión ambiental	618	793
Ecuador	Resultado	Gasto medio ambientales unidades operativas	519	697
Argentina	Activo	Inversiones Medio Ambientales relacionadas con proyectos	398	208
Argentina	Resultado	Gasto medio ambientales unidades operativas	1.879	1.713
Egipto	Resultado	Gasto medio ambientales unidades operativas	144	2
Total			3.617	3.453

Nota 1: Incluye: Monitoreo Ambiental, Equipo Menor, Remediación, Contingencias, Implementación SGA, Manejo y disposición de desechos.

Nota 2: El resto de la sociedad que forma parte del grupo consolidado no ha realizado gastos por concepto de medio ambiente durante los periodos informados.

El detalle de los desembolsos posterior al 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

País	Proyecto	Descripción	Clasificación	Monto MUS\$	Fecha Estimadas del desembolso
Argentina	Pampa del Castillo	Adecuación Recinto Disposición Residuos Petroleros	Inversión	250	Contra proyecto
Argentina	Pampa del Castillo	Inspección de Tanques	Inversión	200	Contra proyecto
Argentina	Pampa del Castillo	Gestión Integral de Residuos	Resultado	156	Contra proyecto
Argentina	Pampa del Castillo	Tratamiento de suelos	Resultado	100	Contra proyecto
Argentina	Área Magallanes	Tratamiento residuos petroleros	Resultado	255	Contra proyecto
Argentina	Área Magallanes	Inspección de Tanques	Resultado	155	Contra proyecto
Argentina	Área Magallanes	Tratamiento de suelos	Resultado	355	Contra proyecto
Ecuador	MDC	Pantallas de ruido industrial	Inversión	100	Contra proyecto
Ecuador	PBH - MDC	Seguimiento al plan de manejo ambiental	Resultado	288	Contra proyecto
Ecuador	PBH - MDC	Contingencias	Resultado	100	Contra proyecto
Ecuador	PBH - MDC	Remediación pasivos ambientales	Resultado	228	Contra proyecto

29. ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

a) El detalle del rubro es el siguiente:

	Total Corriente			Total No Corriente		
	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Acreedores comerciales	1.314.686	1.535.414	2.483.441	3.403	3.229	3.770
Acreedores varios	1.166	1.660	1.189		-	-
Otras cuentas por pagar	56.724	63.842	65.226	341	328	188
Totales	1.372.576	1.600.916	2.549.856	3.744	3.557	3.958

b) Detalle de Vencimientos futuros

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	01.01.08 MUS\$
Hasta 30 días	361.699	495.420	914.036
Entre 31 y 60 días	-	-	-
Entre 61 y 90 días	606.763	990.554	1.355.807
Entre 91 y 180 días	354.481	114.558	279.687
Mas de 180 días	49.633	384	326
Totales	1.372.576	1.600.916	2.549.856

30. GASTOS DEL PERSONAL

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Sueldos y salarios	151.763	155.480
Beneficios a corto plazo empleados	105.600	111.539
Otros gastos de personal	6.514	10.142
Otros beneficios a largo plazo	29.592	54.984
Totales	293.469	332.145

31. OPERACIONES DISCONTINUADAS

North Bahariya

En sesión de Directorio N° 214 de fecha 28 de agosto de 2007, se autorizó iniciar proceso de venta del proyecto.

El 14 de abril de 2008, la filial Sipetrol International S.A., y la empresa Egipcia Sahara North Bahariya

Limited, suscribieron un Sale and Purchase Agreement por el cual Sipetrol International S.A., se comprometió a ceder su participación total en el Bloque North Bahariya ubicado en el Western Desert de Egipto.

Dicha operación se perfeccionó el 9 de marzo de 2009, momento en el que Ministerio del Petróleo dio su aprobación y el control de North Bahariya fue

traspasado al adquirente. El valor de venta fue de MUS\$65.000 más intereses, originando una utilidad MUS\$45.751.

Los resultados de las explotaciones en interrupción definitiva que han sido incluidos en la cuenta de resultados consolidada se detallan a continuación:

Estado de Resultado	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Ingresos ordinarios	1.266	17.248
Costo de venta	(1.531)	(10.601)
Utilidades antes de impuestos	(265)	6.647
Subtotal	(265)	6.647
Utilidad (pérdida) de la venta de la operación	46.016	-
Subtotal	46.016	-
Total Resultado de las operaciones discontinuadas	45.751	6.647

32. ÁMBITO DE CONSOLIDACIÓN

Compañía	País	Moneda funcional	Porcentaje de participación		Porcentaje con derecho a voto		Relación	Actividad
			31.12.08	31.12.09	31.12.08	31.12.09		
Enap Refinerías S.A.	Chile	Dólar	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	Filial Directa	Compra y refinación de crudo y productos derivados.
Enap Sipetrol	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Directa	Exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y prestar servicios de asesoría en Chile y en el extranjero.
Petro Servicios Corp. S.A. (Argentina)	Argentina	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Directa	Servicios Petroleros.
Gas de Chile S.A.	Chile	Pesos		100%		100%	Filial Directa	Importación, exportación y operación en general de toda clase de combustibles y subproductos derivados, en especial gas natural en cualquiera de sus estados.
Manu Perú Holding S.A.	Perú	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial directa	Importación y comercialización de combustibles y lubricantes a través de mayoristas.
Éteres y Alcoholes S.A. (Etalsa)	Chile	Dólar	41,74%	41,74%	41,74%	41,74%	Entidad de propósito especial	Fabricación de otros productos químicos N.C.P.
Petrosul S.A.	Chile	Dólar	47,39%	47,39%	47,39%	47,39%	Entidad de propósito especial	Servicios de procesamiento de datos y Refinería Concón S.A., de sus cuentas.
Energía Concón S.A. (Enercon)	Chile	Dólar	49,00%	49,00%	49,00%	49,00%	Entidad de propósito especial	Estudio de factibilidad.
Productora de Diesel S.A. (Prodisa)	Chile	Dólar	45,00%	45,00%	45,00%	45,00%	Entidad de propósito especial	Servicios de procesamiento y construcción de Refinerías, productos derivados.
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A. (CHBB)	Chile	Dólar	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	Entidad de propósito especial	Construcción y operación de una planta industrial ubicada en el recinto de Enap Refinerías S.A., en la comuna de Talcahuano y destinada a la producción de hidrógeno de alta pureza.
Enap Sipetrol Argentina S.A. (Filial de Enap Sipetrol S.A.)	Argentina	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta	Formación de Uniones Transitorias de Empresas (UTE), agrupaciones de colaboración, joint venture, consorcios u otra forma de asociación para exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.
Enap Sipetrol (UK) Limited (Filial de Enap Sipetrol S.A.)	Reino Unido	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta	Prospecciones, explorar, desarrollar, mantener y trabajar terrenos, pozos, minas y derechos de explotación minera, derechos y concesiones de perforación para contener el petróleo, gas, aceite u otros minerales.
Sipetrol International S.A. (Uruguay) (Filial de Enap Sipetrol S.A.)	Uruguay	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta	Realizar y administrar inversiones . Una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador (filial de Enap Sipetrol S.A.)	Ecuador	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta	Exploración, explotación, procesamiento, distribución, comercialización, transporte y servicios petroleros.

31.12.09

Compañía	Activos		Pasivos		Patrimonio	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Resultado ejercicio
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente				
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Enap Refinerías S.A.	1.951.227	2.133.848	2.787.693	710.944	586.438	7.207.398	7.131.227	149.625
Enap Sipetrol	39.243	381.583	4.690	134.715	281.421	1.654	(3.530)	13.838
Petro Servicios Corp. S.A. (Argentina)	1.493	181	154		1.520	1.058	909	(78)
Gas de Chile S.A.	3.350	-	-	2.669	681	-	-	(15)
Manu Perú Holding S.A.	64.639	48.784	37.747	-	75.676	237.704	(226.657)	11.994
Éteres y Alcoholes S.A. (Etalsa)	3.820	22.122	4.742	8.618	12.582	4.092	(550)	1.947
Petrosul S.A.	2.756	25.567	2.864	11.727	13.732	2.501	(700)	866
Energía Concón S.A. (Enercon)	47.951	445.690	34.723	448.633	10.285	31.081	(2.633)	(123)
Productora de Diesel S.A. (Prodisa)	13.444	86.810	9.887	77.557	12.810	16.405	(10.159)	1.789
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A. (CHBB)	2.070	27.827	3.166	14.892	11.839	4.822	(1.210)	2.132
Enap Sipetrol Argentina S.A. (Filial de Enap Sipetrol S.A.)	61.117	305.146	122.935	19.965	223.362	199.745	(170.016)	(21.793)
Enap Sipetrol (UK) Limited (Filial de Enap Sipetrol S.A.)	1.215	-	168	-	1.047	-	-	75
Sipetrol Internacional S.A. (Uruguay) (Filial de Enap Sipetrol S.A.)	7	-	21	-	(14)	28.064	(17.957)	32.963
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador (filial de Enap Sipetrol S.A.)	25.548	24.764	5.893	22.926	21.491	67.610	(36.206)	21.125

31.12.08

Compañía	Activos		Pasivos		Patrimonio	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Resultado ejercicio
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente				
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Enap Refinerías S.A.	1.763.311	1.951.632	2.381.136	895.779	438.028	12.412.512	(13.315.375)	(1.094.353)
Enap Sipetrol	76.040	386.673	3.070	193.247	266.396	8.558	(5.533)	18.979
Petro Servicios Corp. S.A. (Argentina)	1.967	297	665	-	1.599	1.526	(1.370)	(42)
Manu Perú Holding S.A.	95.170	39.778	70.676	-	64.272	401.720	(393.249)	6.918
Éteres y Alcoholes S.A. (Etalsa)	6.678	25.347	4.523	13.364	14.137	4.408	(550)	1.900
Petrosul S.A.	2.647	27.982	2.759	14.625	13.246	2.629	(700)	816
Energía Concón S.A. (Enercon)	37.082	484.526	7.523	535.751	(21.666)	5.498	-	959
Productora de Diesel S.A. (Prodisa)	11.290	96.181	9.428	88.785	9.257	9.398	(2.613)	2.033
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A. (CHBB)	2.050	29.445	3.316	17.388	10.792	4.962	(1.210)	1.948
Enap Sipetrol Argentina S.A. (Filial de Enap Sipetrol S.A.)	58.309	337.587	128.497	22.240	245.159	236.641	(212.350)	8.427
Enap Sipetrol (UK) Limited (Filial de Enap Sipetrol S.A.)	1.163	-	191	-	972	-	-	(98)
Sipetrol Internacional S.A. (Uruguay) (Filial de Enap Sipetrol S.A.)	57.992	13.831	83.294		(11.471)	31.844	(54.686)	(30.386)
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador (filial de Enap Sipetrol S.A.)	62.647	98.840	30.816	857	129.814	129.477	(51.175)	54.448

33. ACTIVOS NO CORRIENTES Y GRUPOS EN DESAPROPIACIÓN MANTENIDOS PARA LA VENTA:

El detalle de los activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta es el siguiente:

Conceptos	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Saldo al inicio del ejercicio	17.507	20.400	20.400
Transferencia desde activos no corrientes disponibles para la venta	6.202	(2.893)	-
Desapropiación de activos disponibles para la venta	(23.709)	-	-
Totales	-	17.507	20.400

34. DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambio son los siguientes al 31 de diciembre de 2009 y 2008

Conceptos	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Deudores por Ventas	115.921	(215.225)
Deudores Varios	14.020	(14.491)
Activos Circulantes - Otros	49.637	(127.874)
Activos de coberturas Ctes.	92.022	-
Cuentas por Pagar	(18.301)	62.106
Pasivos Circulantes - Otros	(8.056)	-
Provisiones Largo Plazo	(31.462)	36.440
Pasivos Largo Plazo - Otros	(94.160)	(15.841)
Resultado Forward	(67.547)	135.881
Otros	(499)	9.948
Total	51.575	(129.056)

35. HECHOS POSTERIORES

Entre el 1 de enero de 2010 y a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no han ocurrido hechos posteriores que puedan afectar significativamente la razonabilidad de éstos.

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

El presente análisis evalúa el Estado de Situación Financiera Clasificado y el Estado de Resultados Integrales por los años concluidos al 31 de diciembre de 2009 y 2008 de Empresa Nacional del Petróleo ("ENAP") a nivel consolidado.

Al 31 de diciembre de 2009, el resultado neto de ENAP después del 17% de impuesto a la renta e impuestos diferidos, fue una utilidad de US\$242 millones, lo que se compara positivamente con la pérdida de US\$1.071 millones registrada en igual período del año 2008. (Ambas cifras incluyen los resultados de operaciones discontinuadas por

US\$46 millones para el año 2009 y US\$7 millones para el año 2008)

El total de activos de ENAP, al 31 de diciembre del 2009, ascendió a US\$5.560 millones, cifra superior en un 4,6% a los US\$5.318 millones de activos al 31 de diciembre de 2008. Los pasivos corrientes y no corrientes disminuyeron en un 0,10%, pasando de US\$5.116 millones al 31 de diciembre de 2008 a US\$5.121 millones al 31 de diciembre de 2009.

El patrimonio de la empresa al cierre del 2009, alcanzó a US\$444 millones, superior en US\$247 mi-

llones (126%), al patrimonio al 31 de diciembre de 2008, el que alcanzó a US\$197 millones.

A continuación se analiza la información financiera y marcha del negocio del período indicado.

1.- ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

El Estado de Situación Financiera Clasificado de ENAP, que compara la posición patrimonial al 31 de diciembre del 2008 y 2009, es el siguiente:

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (EN MILES DE DÓLARES)

ACTIVOS	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Activos corrientes en operación:		
Efectivo y equivalentes al efectivo	76.806	150.459
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	832.914	851.234
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	57.009	48.857
Inventarios	1.060.353	846.597
Activos de cobertura	2.824	24.636
Pagos anticipados	13.625	17.737
Cuentas por cobrar por impuestos corrientes	183.510	245.365
Otros activos	4.368	750
Activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta	-	17.508
Total activos corrientes	2.231.409	2.203.143
Activos no corrientes:		
Otros activos financieros	475	417
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	25.965	20.947
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	12.964	12.648
Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación	128.270	117.957
Propiedades, planta y equipo, neto	2.596.990	2.462.984
Propiedades de inversión	2.066	2.072
Activos por impuestos diferidos	473.024	430.636
Activos de cobertura	54.614	252
Otros activos	33.976	66.703
Total activos no corrientes	3.328.344	3.114.616
TOTAL ACTIVOS	5.559.753	5.317.759

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Pasivos corrientes en operación:		
Préstamos que Devengan Intereses	602.509	984.171
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	1.372.576	1.600.916
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	27.624	103
Provisiones	99.726	127.971
Cuentas por pagar por impuestos corrientes	32.500	134.510
Otros pasivos	7.338	8.538
Ingresos diferidos	71	71
Pasivos de cobertura	8.890	18.446
Total de los pasivos corrientes en operación	2.151.234	2.874.726
Pasivos no corrientes:		
Préstamos que Devengan Intereses	2.365.088	1.437.402
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	3.744	3.557
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	3.686
Provisiones	238.969	351.805
Pasivos por impuestos diferidos	286.175	309.961
Otros pasivos	1.792	174
Ingresos diferidos	427	498
Pasivos de cobertura	68.484	139.316
Total pasivos no corrientes	2.964.679	2.246.399
Total Pasivos	5.115.913	5.121.125
Patrimonio neto atribuible a los controladores:		
Capital Emitido	1.182.700	1.182.700
Otras Reservas	99.336	111.436
Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	(875.814)	(1.109.495)
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	406.222	184.641
Participaciones Minoritarias	37.618	11.993
Total patrimonio neto	443.840	196.634
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.559.753	5.317.759

El incremento del total de activos de US\$242 millones (4,6%) con relación al existente al 31 de diciembre de 2008, se genera, principalmente, por las variaciones experimentadas en los saldos de las siguientes cuentas:

	31.12.09 US\$ MILL	31.12.08 US\$ MILL	VAR
Efectivo y equivalentes al efectivo	77	150	(73)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	833	851	(18)
Inventarios	1.060	847	213
Activos de cobertura corriente	3	25	(22)
Cuentas por cobrar por impuestos corrientes	184	245	(61)
Activos no corrientes y grupos en desapropiación	-	18	(18)
Propiedades, planta y equipo, neto	2.597	2.463	134
Activos por impuestos diferidos	473	431	42
Activos de cobertura no corriente	55	-	55
Otros activos	34	67	(33)

La disminución del efectivo y equivalente de efectivo por US\$73 millones se explica por el vencimiento de inversiones en pactos y depósitos a plazos vigentes a diciembre de 2008 con vencimiento en el 2009, por US\$56 millones y US\$8 millones respectivamente.

La disminución experimentada por el rubro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en US\$18 millones se explica por la disminución de los deudores varios de US\$50 millones compensado con un aumento en deudores por venta por US\$31 millones. Esto último, influenciado por una baja en la venta de unidades físicas de un 58%, y el aumento en los precios medio de ventas que sube desde 55,2 US\$/Bbl en diciembre 2008 a 84,5 US\$/Bbl (53%) en diciembre 2009.

La variación positiva de los inventarios de US\$213 millones se explica por :

► El aumento de los saldos de Inventario de Crudos, que subió de US\$236 millones en diciembre 2008 a US\$404 millones en diciembre 2009, lo que se explica principalmente por el aumento de los precios internacionales del crudo, lo que se refleja en el alza del costo unitario, el que pasa desde

39,1 US\$/Bbl en diciembre de 2008 a 73,5 US\$/Bbl (88,0%) a diciembre de 2009, compensado por una leve disminución en el volumen de inventarios, que baja desde 876 Mm³ en diciembre de 2008 a 865 Mm³ (1,3%) en diciembre de 2009.

► El mayor valor del Inventario de Productos, que subió de US\$522 millones a US\$570 millones, lo que se explica principalmente por el aumento en los precios internacionales de los productos, lo que es consistente con el comportamiento del precio de los crudos, que suben desde 55,1 US\$/Bbl en diciembre del 2008 a 80,1 US\$/Bbl (46,5%) en diciembre del 2009, lo anterior compensado por una disminución en el volumen de inventario de productos, que baja desde 1.392 Mm³ a 1.146 Mm³ (-17,7%).

La disminución de los activos de coberturas corrientes de US\$22 millones, se explican por cambio en los mark to market asociadas a las coberturas de WTI que a diciembre 2008 tuvieron un efecto positivo de US\$25 millones (activo) en comparación a diciembre 2009 cuyos efectos fueron negativos y consecuentemente afectaron al pasivo.

La disminución de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes de US\$61 millones entre diciembre 2008 y diciembre 2009, se explica por la disminución de PPM y recuperación de impuesto de primera categoría por US\$ 24 millones y US\$42 millones respectivamente, compensado con el aumento de otros impuestos del exterior por US\$6 millones.

La disminución del rubro activos disponibles para la venta en US\$18 millones, se explica por que al cierre del año 2008 la inversión en Bloque North Bahariya se encontraba disponible para la venta, operación que se finiquitó en el año 2009.

El aumento de US\$ 134 millones reflejado en rubro Propiedades, plantas y equipos se explica principalmente por las adiciones de activos realizadas durante el ejercicio 2009 por un monto de US\$ 441 millones, lo que fue compensado con el gasto por depreciación por un monto de US\$ 225 millones y bajas de activos por US\$ 81 millones.

El aumento de los activos por impuestos diferidos de US\$42 millones, se explica principalmente por el impuesto diferido asociados a las pérdidas fiscales

por US\$54 millones, el cual fue compensado con disminuciones asociadas a impuestos diferidos por provisiones.

El aumento de los activos de cobertura no corriente por US\$55 millones, se explica por cambios en los mark to market asociada a las coberturas de tipo de cambio que a diciembre tuvieron un efecto positivo (activos) de US\$ 55 millones en comparación al año 2008 que tuvieron un efecto negativo (pasivos).

La disminución de los otros activos no corrientes de US\$ 33 millones, se explica por la reclasificación de las inversiones en Gasoducto del Pacífico Chile S.A., Gasoducto del Pacífico Argentina S.A. y Gasoducto del Pacífico Cayman S.A., por US\$ 34 millones al rubro Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación. Esto, debido al cambio de influencia en dichas inversiones producto del aumento de participación realizado durante el primer semestre del 2009.

Al 31 de diciembre de 2009 el total de los pasivos corrientes y no corrientes (excluido el patrimonio) disminuyeron en US\$ 5 millones (0,10%) en comparación al 31 de diciembre de 2008. Las principales variaciones, se muestran en el siguiente cuadro:

	31.12.09	31.12.08 US\$ MILL	VAR
Préstamos que Devengan Intereses corrientes	603	984	(381)
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	1.373	1.601	(228)
Cuentas por pagar por impuestos corrientes	33	135	(102)
Préstamos que Devengan Intereses no corrientes	2.365	1.437	928
Provisiones	239	352	(113)
Pasivos de cobertura (corriente y no corriente)	77	158	(81)

Las reducciones de los Préstamos que devengan intereses corrientes por US\$381 millones es consecuencia de la emisión de bonos realizada en el mercado local el pasado mes de enero 2009 por UF 9,75 millones (equivalente aproximadamente a US\$340 millones), mas la toma de créditos a largo plazo el mes de junio del mismo año, por un monto de US\$ 300 millones y a la emisión de un nuevo bono en el mercado internacional por US\$ 300 millones en julio de 2009. Todos estos montos fueron utilizados íntegramente para el prepago de pasivos de corto plazo. Lo anterior se ve compensado con el incremento en los Préstamos que Devengan Intereses no corriente, que aumentaron en US\$928 millones.

La disminución de los acreedores comerciales de US\$ 228 millones se explica por la disminución de las cuenta por pagar a proveedores nacionales y extranjeros debido a menores compra de crudo y productos realizadas durante el año 2009 en comparación al año 2008.

La disminución de las cuenta por pagar por impuestos de US\$ 102 millones se debe a que en diciembre de 2009, no se registró provisión por impuesto renta, por existir renta líquida imponible negativa, en comparación a diciembre de 2008 ocasión en la cual sí se registró impuesto renta por US\$ 55 millones, adicionalmente disminuyeron los impuestos específicos a las gasolinas y FEPCO por US\$ 11 millones y US\$ 23 millones respectivamente.

La disminución de las provisiones no corrientes de US\$ 113 millones, se explica por el reverso de las provisiones asociadas a contratos onerosos por MUS\$ 120 millones, producto de cambios en las condiciones comerciales con la empresa coligada Innergy Holding S.A., que permitieron levantar restricciones de exigibilidad en los contratos entre ambas compañías.

La disminución de los Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes por US\$ 81 millones se explica por la disminución de los mark to market asociadas a las coberturas de tasa de interés desde US\$ 108

millones a diciembre de 2008 a US\$ 74 millones a diciembre de 2009. Del mismo modo, las coberturas de tipo de cambio arrojaron un mark to market negativo de US\$ 38 millones a diciembre de 2008 en comparación a diciembre 2009 cuya valorización fue positiva y se reconoció como activo de cobertura. Adicionalmente las coberturas de WTI generaron una disminución por US\$9 millones.

El patrimonio de la empresa experimentó un aumento de US\$234 millones (126%) con relación al 31 de diciembre de 2008. Esto debido a la utilidad generada durante el ejercicio por US\$200 millones, más los efectos en el patrimonio neto de la aplicación de la normativa IFRS en la valoración de activos, pasivos y patrimonio.

Indicadores financieros

Los principales indicadores financieros de liquidez, endeudamiento y actividad de ENAP se detallan a continuación.

Liquidez

La razón de liquidez, sube desde 0,77 veces al 31 de diciembre de 2008 a 1,04 veces al 31 de diciembre de 2009, principalmente por efecto de un aumento del activo corriente (1,3%) respecto de la reducción del pasivo corriente (-25,2%). La razón ácida varía desde 0,47 veces en diciembre 2008 a 0,54 veces en diciembre 2009.

		UNIDAD	31.12.09	31.12.08
Liquidez corriente	Activos Corrientes	veces	1,04	0,77
	Pasivos Corrientes			
Razón Ácida	Activos Corrientes-Existencias	veces	0,54	0,47
	Pasivos Corrientes			

Endeudamiento

La razón de endeudamiento, presenta una disminución pasando de 26,4 al 31 diciembre de 2008 a 11,5 veces al 31 de diciembre de 2009. Esta reducción se explica tanto por el aumento en el patrimonio (126%) como por la disminución de los pasivos corriente y no corrientes de un (-0,10%).

		UNIDAD	31.12.09	31.12.08
Endeudamiento	Total Pasivos	veces	11,05	26,0
	Corriente y no corriente			
	Patrimonio			

La composición porcentual, entre corriente y no corriente, de la deuda financiera, es decir de los pasivos que devengan intereses, es la siguiente:

	UNIDAD	31.12.09	31.12.08
Corriente	%	20,3	40,6
No corriente	%	79,7	59,4

Actividad

		UNIDAD	31.12.09	31.12.08
Total activos		MUS\$	5.559.753	5.317.759
Rotación inventarios	Costo de Ventas Anulizado	veces	7,2	10,6
	Inventario promedio período			
Perman. inventarios	Días del año	días	50,3	34,1
	Rotación inventario			

2.- ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

A continuación se presenta el estado de resultados integrales del período comprendido entre el 1 de enero y 31 de diciembre de los años 2009 y 2008.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

(En miles de dólares)	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Ingresos Ordinarios, Total	7.097.503	12.182.732
Costos de Ventas, Total	(6.819.499)	(12.926.900)
Margen Bruto	278.004	(744.168)
Otros Ingresos de Operación, Total	82.655	102.338
Gastos de Administración	(97.333)	(107.348)
Otros Gastos Varios de Operación	(100.211)	(117.427)
Costos financieros [de actividades no financieras]	(172.438)	(201.378)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	72.687	2.730
Participación en Ganancia (Pérdida) de Negocios Conjuntos Contabilizados por el Método de la Participación		
Diferencias de cambio	51.575	(129.056)
Otras Ganancias (Pérdidas)	7.792	8.072
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto	122.731	(1.186.237)
Gasto (Ingreso) por impuestos a las ganancias (tasa 17%)	73.187	107.925
Ganancia (Pérdida) después del impuesto (tasa 17%)	195.918	(1.078.312)
Gasto (Ingreso) por impuestos a las ganancias (tasa 40%)	(41.286)	116.160
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	45.751	6.647
Ganancia (Pérdida)	200.383	(955.505)

El resultado de ENAP al 31 de diciembre de 2009 después de aplicar la tasa de impuesto del 17% es de US\$196 millones, que sumado a las utilidades por operaciones discontinuadas por U\$46 millones, arroja una utilidad neta final de US\$242 millones, tal como se detalla en el siguiente cuadro:

	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Resultado antes de impuestos	122.731	(1.186.237)
Gastos por impuestos tasa 17%	73.187	107.925
Impuesto 17%	4.845	73.174
Impuesto Diferido	75.481	56.928
Impuesto en el exterior	(7.139)	(22.177)
Resultado después de impuesto tasa 17%	195.918	(1.078.312)
Gastos por impuestos DL 2398 40%	(41.286)	116.160
Impuesto Renta	(9.912)	77.092
Impuesto Diferido	(31.374)	39.068
Resultado después de impuesto tasa 40%	154.632	(962.152)
Ganancia de operaciones discontinuadas	45.751	6.647
Ganancia (pérdida)	200.383	(955.505)
Interés minoritario	(4.460)	(4.855)
Resultado final	195.923	(960.360)

Margen Bruto

Previo a comentar el margen bruto, definido como la diferencia entre el total de los ingresos ordinarios y el costo de ventas, es necesario mencionar que el período que transcurre entre la compra del crudo, su transporte hasta las refinerías, su transformación en productos refinados y su venta, toma entre 45 y 75 días, dependiendo del origen geográfico del crudo. Dado que los precios de los productos refinados que vende la sociedad matriz (tanto en Chile como sus exportaciones) reflejan paridad de importación desde la Costa del Golfo, es decir, precios de mercado, con un desfase de sólo 15 días. Una tendencia a la baja en los precios internacionales en un período de entre 45 y 75 días puede representar pérdidas ya que en dicha circunstancia, la sociedad compra crudos a precios altos y vende productos a precios más bajos. La situación inversa ocurre con tendencias al alza en los precios internacionales durante períodos similares.

El margen bruto mejoró en US\$1.022 millones representando una importante variación respecto del margen bruto acumulado a diciembre del año 2008 -US\$744 millones, lo que se explica principalmente por el mayor margen de venta de los productos propios.

Los ingresos ordinarios totales consolidados acumulados del año 2009 alcanzaron a US\$7.098 millones, inferiores a los US\$12.183 millones (-47%) de similar período del año 2008, lo que se explica fundamentalmente por la fuerte baja en el precio de venta promedio anual, que cae desde 112,1 US\$/Bbl a 69,4 US\$/Bbl (-38,1%) y la disminución en el volumen total de ventas que baja desde 16.804 Mm³ a 15.411 Mm³ (-8,3%).

En relación a los ingresos ordinarios la venta de productos propios tiene el siguiente comportamiento.

Productos Propios	31.12.09 US\$ Mill	31.12.08 US\$ Mill	Var
Ingresos por venta	4.950	7.808	(2.858)
Costo venta	4.035	7.409	(3.374)
Margen	915	399	

Los ingresos por venta de productos propios alcanzan a US\$4.950 millones, en comparación a los US\$7.808 millones (-36,6%) del año anterior, lo que se explica por la baja en el precio de venta promedio, que cae desde 111,8 US\$/Bbl a 70,0 US\$/Bbl (-37,4%) y el leve aumento en el volumen de ventas que varía desde 11.244,5 Mm³ a 11.106,7 Mm³ (1,2%).

El precio promedio de los productos propios vendidos alcanzó a 57 US\$/Bbl el primer trimestre, sube a 65 US\$/Bbl el segundo trimestre, alcanza a 76,7 US\$/Bbl el tercer trimestre, para cerrar en 82 US\$/Bbl el cuarto trimestre. Por su parte, el costo de la materia prima incorporada en los productos vendidos fue de 38 US\$/Bbl el primer trimestre, subiendo a 52 US\$/Bbl el segundo trimestre, alcanzando 65 US\$/Bbl el tercer trimestre, y cerrando en 74 US\$/Bbl el cuarto trimestre, lo que arroja un margen primo promedio acumulado anual de 13 US\$/Bbl, superior a los 5,2 US\$/Bbl de similar período del año 2008.

El costo total de la materia prima de los productos propios vendidos ascendió a US\$4.035 millones, inferiores a los US\$7.409 (-45,5%) acumulado en el ejercicio 2008. Lo anterior por efecto a la baja en el costo promedio de la materia prima, que cae desde 106 US\$/Bbl a 57 US\$/Bbl (-46,2%) y al aumento de 1,2% en el volumen de ventas propias.

El margen de ventas de productos propios alcanzó a US\$915 millones, superior a los US\$399 millones acumulado a diciembre del 2008.

Los gastos de administración a nivel consolidado mostraron una disminución de un 10,0% al pasar de US\$107 millones a diciembre de 2008 a US\$97 millones a igual período de 2009.

Los gastos financieros, por su parte, tuvieron una reducción de US\$29 millones (14,4%) al pasar de US\$201 millones acumulados al 31 de diciembre de 2008 a US\$172 millones a igual período de 2009. Esta reducción se explica tanto por un menor volumen de deuda, especialmente de acreedores comerciales, utilizada para capital de trabajo, como por las menores tasas de interés, explicadas principalmente por la menor tasa base (Libor).

	Unidad	31.12.09	31.12.08
Cobertura Gastos Financ.	R.A.I.I.D.A.I.E Gastos Financ.	veces 3,3	(3,8)

Durante el ejercicio 2009, ENAP presentó una utilidad por diferencia de cambio de US\$52 millones, comparada a la pérdida de US\$-129 millones a diciembre de 2008.

Índices de rentabilidad y utilidad

Los principales indicadores financieros relativos a rentabilidad son los siguientes:

	unidad	31.12.09	31.12.08
Margen Bruto	MMUS\$	278	(744)
EBITDA	MMUS\$	546	(641)
R.A.I.I.D.A.I.E	MMUS\$	566	(771)
Rentabil. patrimonio =	Resultado del ejercicio % Patrimonio promedio	61,2	(149,0)
Rentabil. del activo =	Resultado del ejercicio % Activos promedio	3,6	(16,8)

3.- FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado a diciembre de 2009 y del 2008, son los siguientes:

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

(En miles de dólares)	31.12.09 MUS\$	31.12.08 MUS\$
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones, Método Directo		
Importes Cobrados de Clientes	8.358.593	15.652.756
Pagos a Proveedores	(7.937.124)	(12.397.110)
Remuneraciones Pagadas	(280.753)	(312.440)
Pagos Recibidos y Remitidos por Impuesto sobre el Valor Añadido	(181.268)	(3.844.348)
Otros Cobros (Pagos)	(39.884)	701.163
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones	(80.436)	(199.979)
Importes recibidos por dividendos clasificados como de operación	8.835	27.956
Pagos por dividendos clasificados como por operaciones	(3.217)	(1.731)
Importes recibidos por intereses recibidos clasificados como de operación	338	74.306
Pagos por intereses clasificados como de operaciones	(12.817)	(176.737)
Importes recibidos por impuestos a las ganancias devueltos	122.207	
Pagos por impuestos a las ganancias	(116.720)	(116.289)
Otras entradas (salidas) procedentes de otras actividades de operación	82.568	21.165
Flujos en efectivo por (utilizados en) otras actividades de operación	81.194	(171.330)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	758	(371.309)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión:		
Importes recibidos por desapropiación de propiedades, planta y equipo		6.025
Importes recibidos por desapropiación de asociadas	3.777	435
la venta y operaciones discontinuadas	69.460	
Reembolso de anticipos de préstamos en efectivo y préstamos recibidos	23.800	96.877
Otros flujos de efectivo de (utilizados en) actividades de inversión		6.205
Importes recibidos por intereses recibidos clasificados como de inversión	5.082	
Incorporación de propiedad, planta y equipo	(486.983)	(407.008)
Pagos para Adquirir Asociadas	(11.704)	(21.475)
Pagos para Adquirir Negocios Conjuntos, Neto del Efectivo Adquirido		
Préstamos a empresas relacionadas	(9.640)	(59.880)
Préstamos a entidades no relacionadas	(947)	(17.993)
Pagos para adquirir otros activos financieros	(58)	(517)
Otros desembolsos de inversión	(1.898)	(8.664)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	(409.111)	(405.995)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación:		
Importes Recibidos por Emisión de Instrumentos de Patrimonio Neto		252.620
Obtención de préstamos	2.677.517	1.910.139
Préstamos de entidades relacionadas	10.317	
Ingresos por otras fuentes de financiamiento	5.099	
Pagos de préstamos	(2.282.614)	(1.344.325)
Reembolso de Otros Pasivos Financieros		
Reembolso de Pasivos por Arrendamientos Financieros	(1.921)	
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	(3.194)	
Pagos por Intereses Clasificados como Financieros	(75.060)	(29.085)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	330.144	789.349
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(78.209)	12.045
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4.556	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	150.459	138.414
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	76.806	150.459

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

Al cierre de los ejercicios 2009 y 2008 no se aprecian diferencias significativas entre los valores económicos y de libros de los principales activos realizables de la empresa.

De acuerdo con las normas de la Superintendencia de Valores y Seguros, las inversiones en empresas filiales y coligadas, se valorizan según el método de participación de las respectivas empresas.

5.- SITUACIÓN DE MERCADO

Durante 2009, la demanda mundial por petróleo bajó 1,7 millones de barriles por día (MMbpd) con respecto al año 2008, totalizando 84,1 MMbpd, mientras que la oferta se contrajo en 1,2 MMbpd, a 84,2 MMbpd, aumentando en consecuencia el nivel de los inventarios mundiales de petróleo a una tasa de 100.000 barriles por día (bpd).

La recesión mundial afectó principalmente la demanda de los países más desarrollados (OECD), que cayó 2,2 MMbpd, mientras que el consumo del resto del mundo creció 500.000 bpd, liderado por el crecimiento del consumo de China.

En cuanto a la oferta de petróleo, el suministro total de la OPEP (de petróleo crudo más condensados y líquidos del gas natural) bajó 1,9 MMbpd, contrarrestado parcialmente por un aumento de 700.000 bpd del resto del mundo.

El descenso de la oferta de la OPEP se explica por la política del grupo de restringir la producción para detener la aguda caída del precio mundial iniciada en septiembre de 2008. Esta política fue exitosa debido a que fue lo suficientemente rápida para impedir una acumulación excesiva de los inventarios de petróleo a nivel mundial a medida que se desplomaba la demanda.

Así, la producción de petróleo crudo de la OPEP que alcanzó en julio de 2008 su máximo histórico de 32,8 MMbpd, cayó a 28,5 MMbpd en enero de 2009 y luego a su mínimo del año en marzo, 27,7 MMbpd, una baja acumulada de 5,2 MMbpd con respecto a julio de 2008. Posteriormente, la producción subió gradualmente para acomodarse al repunte de la demanda mundial en el segundo semestre, cerrando el año con 29,0 MMbpd en diciembre.

Precio del Petróleo Crudo en 2009

El precio promedio del crudo marcador internacional West Texas Intermediate (WTI) fue 61,9 US\$/barril en 2009, con una caída de 38,2% con respecto al precio promedio de 2008 (100,1 US\$/barril).

No obstante, a lo largo del año 2009, predominó una tendencia alcista en el precio, recuperándose éste del bajo nivel de comienzos del año a medida de que la contracción de la oferta de crudo de la OPEP antes mencionada redujo la oferta global lo suficiente para adecuarse a la menor demanda provocada por la recesión económica mundial. Posteriormente, el repunte de la demanda estadounidense y el crecimiento de las economías emergentes del Asia consolidaron la recuperación del precio, requiriéndose incluso un aumento de la producción de la OPEP en el segundo semestre para impedir un alza excesiva del precio que -se temía- interrumpiera la recuperación económica mundial.

El precio del crudo partió el año a 46 US\$/bbl, en plena tendencia descendente iniciada a fines de julio de 2008 y que se hizo especialmente aguda a partir de septiembre de ese año, lo que lo llevó al mínimo anual de 34 US\$/bbl a mediados de febrero. La contracción de la oferta de la OPEP iniciada en noviembre de 2008 impactó finalmente al mercado a fines de febrero, lo que hizo subir el precio en una rápida escalada al rango 45-55 US\$/barril que predominó desde mediados de marzo hasta mediados de mayo. En el período abril-junio, la oferta de la OPEP se estabilizó alrededor del mínimo anual de 27,5 MMbpd, lo que hizo que el precio empezara una nueva escalada alcista desde mediados de mayo para estabilizarse en 70 US\$/bbl durante junio.

Aparte del menor suministro de la OPEP, brindó sustento a esta recuperación del precio un primer repunte de la demanda por gasolina en los Estados Unidos, y el dinamismo de las economías china e india que mantuvo un alto consumo de combustibles, contrastando con la baja demanda en Europa, en el punto más bajo de la recesión. Estos mismos factores mantuvieron el precio al alza en el segundo semestre del año, aunque con retrocesos transitorios, alcanzando el precio su nivel más alto del año, rango 75-80 US\$/bbl, durante octubre. Los indicios de sobrecalentamiento del mercado llevaron a que, sin anunciar un cambio en la política de producción, la OPEP empezara a bombear más petróleo al mercado ya a partir de mayo, lo que impidió que el precio subiera mucho más allá de los 80 US\$/bbl.

Aunque no se estableció formalmente en las reuniones interministeriales de la OPEP, en la práctica, la organización pasó de un sistema de cuotas de producción -vigente desde 1999- a un esquema orientado a mantener un rango meta para el precio mundial del petróleo. Refrendando esto, varios de los miembros de la organización, notoriamente Arabia Saudita, declararon unilateralmente la deseabilidad de un precio en torno a los 75 US\$/bbl, fundamentándose en que un precio mucho mayor pondría en peligro la entonces incipiente recuperación de la economía mundial, mientras que un precio mucho menor afectaría la rentabilidad de invertir en expansión de la capacidad de producción de petróleo, lo que llevaría eventualmente a otro período de explosión de precios al reanudarse el crecimiento económico mundial.

Hacia fines del año, el mayor suministro de crudo y la entrada en servicios de nuevas grandes refinerías en India y China, se toparon con un comienzo del invierno boreal con temperaturas muy benignas lo que se tradujo en una sobre oferta de diesel a nivel mundial, deprimiendo su precio, reduciendo los márgenes de las refinerías en Estados Unidos y Europa, llevando finalmente a una caída en el consumo de crudo. Esto hizo retroceder el precio desde los altos niveles de octubre a menos de 70 US\$/bbl a comienzos de diciembre, si bien las primeras tor-

mentas de nieve hicieron revivir la demanda y el precio cerró el año a 79 US\$/bbl.

Evolución de precios de los productos derivados del petróleo.

A lo largo del año, los precios de los productos siguieron en general la tendencia alcista del precio del crudo. Sin embargo, hubo tendencias importantes en los precios relativos de los distintos productos, entre sí y con respecto al precio del petróleo crudo, que quedan oscurecidas por la gran alza del nivel de precios entre comienzos y fines de 2009.

En comparación con 2008 cayó fuertemente el precio relativo del diesel con respecto a la gasolina y el fuel oil N° 6. Esto representa una normalización, ya que el diesel tuvo un precio relativo históricamente alto en 2008 debido a la confluencia de alto crecimiento económico, límites de la capacidad de refinación y crisis eléctricas en una serie de países que llevaron a una demanda extra por diesel, factores que no se repitieron en 2009. Por el contrario, la demanda por diesel cayó más que la de los demás productos debido a que la crisis económica deprimió especialmente el sector transporte, que es un gran demandante de diesel.

Así, en los Estados Unidos, la demanda por diesel bajó 330.000 bpd en 2009 en relación al año anterior. Contrastando con lo anterior, la demanda por gasolina tuvo un leve aumento de 13.000 bpd, que resulta de un gran repunte en la demanda en el segundo semestre del año que logró revertir la contracción observada en el primer semestre.

Los precios promedio de la gasolina (gasolina regular unleaded 87) y del diesel (ULS Diesel) en el mercado internacional de la costa estadounidense del Golfo de México fueron 70,1 y 70,2 US\$/barril, respectivamente, en 2009. En relación a los precios promedios de 2008, las bajas fueron de 34% en el caso de la gasolina y 43% en el caso del diesel.

En el caso de la gasolina, la diferencia de su precio con respecto al precio del crudo fue 8,2 US\$/barril, superando los 5,5 US\$/barril de 2008; mientras

que lo opuesto ocurrió con el diesel, con una diferencia de 8,3 US\$/barril en 2009, versus los 23,3 US\$/barril del año previo.

El consumo de fuel oil en los Estados Unidos bajó 103.000 bpd en 2009, lo que se explica en parte por su reemplazo por gas natural, cuyo precio cayó de 8,9 en 2008 a 3,9 dólares por millón de BTU (Mmbtu) en 2009, debido a la mayor oferta resultante de nuevas técnicas de explotación de gas de esquistos. Hubo también una menor demanda por fuel oil como combustible para buques, al caer el tráfico de comercio internacional desde y hacia los Estados Unidos.

El precio promedio del petróleo combustible N° 6 (fuel oil N° 6) en el mercado de la costa estadounidense del Golfo de México fue de US\$ 56,0 por barril (baja de 23% en relación a 2008), y su descuento con respecto al precio del WTI fue 5,9 US\$/barril. Su precio relativo mejoró así notablemente con respecto al año 2008, en que dicho descuento fue US\$ 27,1 US\$/barril.

6.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos y, más adelante en la cadena productiva, en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo. De estas actividades, una parte substancial de las operaciones de la compañía corresponde a la refinación y comercialización de sus productos en Chile, liderando el abastecimiento del mercado nacional con una participación de mercado que históricamente ha fluctuado en torno al 80%. Asimismo, desde hace algunos años la empresa ha expandido sus actividades a la exportación de estos productos, principalmente a países de América Latina.

ENAP accede al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y el cumplimiento de sus compromisos comerciales. El abastecimiento de petróleo crudo de ENAP se obtiene mayoritariamente de Sudamérica y el Mar del Nor-

te, siendo los principales proveedores Brasil, Colombia, Ecuador, Argentina y el Reino Unido. Las refinerías de la compañía cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima. En cuanto al origen de las importaciones de productos refinados, durante el último año éstos provinieron principalmente del mercado estadounidense de la costa del Golfo de México, de Canadá y de Corea.

Los riesgos relevantes para el negocio están esencialmente en el margen de refinación y en las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos, para lo cual se efectúan coberturas del tipo Zero Cost Collar y Three Way Zero Cost Collar con el fin de mitigar el riesgo de variación del valor del petróleo crudo importado entre las fechas de embarque de éste y la fecha estimada de fijación de precio de venta de los productos refinados. Dada la alta volatilidad del precio del crudo, la administración ha continuado con la política de contratación de coberturas que permitieran minimizar el impacto de eventuales bajas repentinas y significativas en el precio del crudo, considerando el ciclo del negocio de refinación, por el desfase entre los precios de venta de los productos y el costo del crudo refinado.

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

En términos de riesgo de tasa de interés, la empresa mantiene una mezcla de deuda financiera a tasa fija (principalmente bonos de largo plazo) y tasa variable (principalmente créditos bilaterales, créditos sindicados, préstamos bancarios de corto plazo y forfaiting). Para mitigar este riesgo ENAP ha ejecutado diversos contratos de derivados de tasa de

interés, llevando las obligaciones de largo plazo de tasa variable, principalmente LIBOR más un margen, a tasa fija. Del total de deuda financiera vigente al 31 de diciembre de 2009, considerando los instrumentos de cobertura vigentes a dicha fecha un 15% corresponde a deuda con tasa variable no cubierta. Este porcentaje representa un importante descenso respecto del nivel registrado al 31 de marzo de 2009 (34%), debiéndose el cambio fundamentalmente a la colocación de un bono a tasa fija por USD 300 millones en el mercado

norteamericano durante el mes de junio y a la contratación, en el mismo mes, de USD 300 millones en préstamos bancarios a mediano plazo respecto de los cuales se contrataron swaps de tasa de interés, habiendo sido utilizadas ambas fuentes de fondos para el refinanciamiento de deuda financiera de corto plazo a tasa variable.

Asimismo, ENAP mantiene una posición en instrumentos derivados del tipo cross currency swap correspondiente a las emisiones de bonos en el mer-

cado nacional realizadas en octubre de 2002 y enero de 2009, para llevar su denominación de UF a dólares de los Estados Unidos y con el fin de mitigar el riesgo a exposición a tipo de cambio. De igual manera en julio de 2005 se contrató un cross currency swap para llevar de UF a dólar el total de los flujos originados por un leasing hipotecario de las oficinas corporativas a un plazo de 13 años con vencimiento el año 2018.

HECHOS RELEVANTES CONSOLIDADOS

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

Con fecha 15 de enero de 2009 en conformidad a lo dispuesto en los artículos 9° y 10° inciso segundo de la Ley N°18.045, de Mercados de Valores, y en la norma de Carácter General N°30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, y debidamente facultado, informo a Usted en carácter de hecho esencial, que el día de hoy se ha efectuado una colocación de bonos por parte de la Empresa Nacional del Petróleo ("ENAP"), con cargo a la línea de título de deuda inscrita en el registro de Valores de esa Superintendencia bajo el número 303 con fecha 4 de octubre de 2002.

La colocación, que es la última de esta línea, comprende bonos de la denominada serie B, por un monto de UF 9.750.000, a un plazo de 10 años, con una sola amortización final el 12 de enero de 2019 y pagos de intereses semestrales. La tasa de colocación fue de UF + 4,33% anual, siendo colocado a un 101,72 por ciento sobre valor par.

Los fondos obtenidos con la colocación antes mencionada serán destinados a la reestructuración de pasivos de ENAP.

Con fecha 11 de marzo de 2009 en virtud de lo dispuesto en los artículos 9° y 10° inciso segundo de la Ley N°18.045, de Mercados de Valores, y debidamente facultado, informo a Ud. que ha acaecido un hecho de carácter esencial para la Empresa Nacional del Petróleo consistente en el cierre de la operación de cesión y transferencia de la participación que tenía su filial Enap Sipetrol S.A. en el Bloque North Bahariya en Egipto para la exploración y explotación de hidrocarburos en el citado país

La referida cesión y transferencia fue efectuada a la Empresa Sahara North Bahariya Limited, conforme a los términos establecidos en el contrato denominado "Sale and Purchase Agreement" suscrito con fecha 14 de abril de 2008.

El precio de la operación fue de US\$ 65,5 millones de dólares más intereses, existiendo un plazo de 30 días para realizar los ajustes por concepto de ingre-

sos percibidos y costos incurridos desde el 1 de julio de 2007. El valor libro del correspondiente activo al 28 de febrero 2009 es de US\$ 23 millones.

Con fecha 17 de junio de 2009 de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 9° e inciso 2° del artículo 10° de la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores y en la Norma de Carácter General N° 30, de la Superintendencia de Valores y Seguros, cumpla con informar que, con esta misma fecha, la Empresa Nacional del Petróleo ("ENAP") ha suscrito una serie de contratos de financiamiento con instituciones financieras internacionales, por un monto total de US\$ 300.000.000 (trescientos millones de dólares de los Estados Unidos de América). Los recursos provenientes de estas facilidades serán utilizados exclusivamente para refinanciar obligaciones de corto plazo que ENAP mantiene actualmente con instituciones financieras, mejorando así su perfil financiero.

Las operaciones descritas comprenden la suscripción por parte de ENAP de tres contratos de créditos a mediano plazo (term Loans), todos bajo ley de Nueva York, con carácter "bilateral" con los bancos BNP Paribas, HSBC Bank USA, Nacional Association y Banco Santander S.A., London Branch, respectivamente y con un plazo de vencimiento de 3 años plazo.

Consistente con su política financiera, ENAP continuará explorando mecanismos para acceder a los mercados bancarios y/o de capitales, siempre con el objeto de obtener mayor flexibilidad financiera en momentos que los mercados ofrezcan condiciones que ENAP estime convenientes.

Con fecha 17 de junio de 2009 en virtud de lo dispuesto en los artículos 9° y 10° inciso segundo de la Ley N°18.045, de Mercados de Valores y en la Norma de Carácter General N° 30, de la Superintendencia de Valores y debidamente facultado, informo a usted que con fecha 16 de junio de 2009, la clasificadora de riesgos internacional Standard & Poor's ha rebajado la clasificación de riesgo de deuda en moneda extranjera de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) de "A" (Creditwatch Negativo) a "BBB"(perspectiva estable).

Con fecha 18 de junio de 2009 de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 9° e inciso 2° del artículo 10° de la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores, cumpla con informar que la Empresa Nacional del Petróleo ("ENAP") aumentó su participación accionaria en las sociedades propietarias del Gasoducto del Pacífico.

En efecto, mediante contratos de compraventa de acciones celebrados con otros accionistas de dichas sociedades con fecha 17 y 18 de junio de 2009, ENAP aumentó su participación accionaria en la sociedad Gasoducto del Pacífico S.A., desde un 18,2% de acciones preferidas a un 25% de dichas acciones, por un precio total de US\$ 6.778.094,3 y en las sociedades Gasoducto del Pacífico Cayman Ltd. Y su controlada Gasoducto del Pacífico Argentina S.A. desde un 18,2% a un 22,8% por un precio total de US\$ 2.658.715,6.

Las compraventas antes indicadas se enmarcan dentro de un conjunto de actos y contratos celebrados con la finalidad de optimizar la participación de ENAP en dichas sociedades.

Con fecha 30 de junio de 2009 en virtud de lo dispuesto en los artículos 9° y 10° inciso segundo de la Ley N°18.045 de Mercado de Valores, en la norma de Carácter General N° 30 y en la Circular N°1.072, de 14 de mayo de 1992 de la Superintendencia de Mercado de Valores y debidamente facultado, cumpla con hacer llegar a usted la información relativa a una operación de emisión y colocación de bonos en el mercado internacional por parte de la Empresa Nacional del Petróleo ("ENAP"). A este respecto, se adjunta la documentación requerida por la circular N°1.072 antes mencionada.

Con fecha 30 de junio de 2009, ENAP suscribió un contrato de venta de bonos (Purchase Agreement) con las siguientes instituciones financieras internacionales: BNP Paribas Securities Corp., HSBC Securities Inc. (USA) y Santander Investment Securities Inc., quienes actuaron como Lead Underwrites.

La Emisión de bonos antes referida es por un monto de US\$ 300.000.000 (trescientos millones de dólares de los Estados Unidos de América), a un plazo de 10 años, con pagos semestrales de intereses y amortización de capital al final de dicho periodo. La tasa de carátula del bono fue de 6,25% ("Cupón") y la tasa de emisión ("yield") fue de 6,367% aproximadamente corresponde a 287,5 puntos base (2,875%) de margen o spread sobre el Bono del tesoro a 10 años de los Estados Unidos de América.

La totalidad de los fondos obtenidos de la colocación serán destinados al refinanciamiento de pasivos existentes. Los fondos producto de esta emisión serán recibidos por ENAP el día miércoles 8 de julio de 2009 ("closing date").

ENAP REFINERÍAS S.A.

Con fecha 12 de enero de 2009 en cumplimiento de lo ordenado mediante Oficio N°193, de fecha 6 de enero de 2009, en esa Superintendencia, el cual fue recibido por esta sociedad con fecha 9 de enero de 2009, a través del cual se solicita a Enap Refinerías S.A. (en adelante la "Sociedad") complementar la información enviada en carácter de hecho esencial a esa Superintendencia con fecha 31 de diciembre de 2008, indicando el objeto del aumento de capital de la Sociedad por MUS\$750.000 acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada en igual fecha, y el destino de los fondos, informo a usted lo siguiente:

El 31 de diciembre de 2008 se celebró la 23° Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, en la cual se aumentó el capital de la Sociedad en US\$ 750 millones. Dicho aumento de capital se efectuó mediante la emisión de 93.591.135 de acciones de pago, de las cuales 93.553.456 fueron declaradas suscritas por el accionista Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y pagadas con el aporte no dinerario consistente en la capitalización de créditos de ENAP contra la Sociedad, por la suma de US\$ 749.698.060,14. En la mencionada junta se acordó que las restantes 37.679 nuevas acciones del au-

mento de capital pudieran ser suscritas preferentemente por el accionista Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), o en subsidio por ENAP.

El objeto del referido aumento de capital fue fortalecer la situación patrimonial de la Sociedad afectada por los resultados reflejados en sus estados financieros de fecha 30 de septiembre de 2008.

En relación a la consulta sobre el destino de los fondos, tal como se señala más arriba, ENAP efectuó un aporte no dinerario consistente en la capitalización de créditos que tenía dicho accionista contra la Sociedad.

Con fecha 28 de enero de 2009 en virtud de lo establecido en el artículo 9 e inciso segundo del artículo 10° de la Ley N°18.045, en concordancia con lo dispuesto en el Artículo 2.3., letra i) del artículo 2.2., sección II, de la N.C.G. N°30, Enap Refinerías S.A. informa en carácter de Hecho Esencial que en la Sesión Ordinaria de Directorio realizada el día de hoy, se ha acordado disponer el reemplazo del Gerente General de la Sociedad señor Sergio Arévalo Espinoza; y designar en su lugar, a contar de esta fecha, al suscrito, Carlos Cabeza Faúndez, C.I. N° 5.761.918-k.

ENAP SIPETROL S.A.

Con fecha 30 de enero de 2009 en virtud de lo dispuesto en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la ley N° 18.045 de Mercado de Valores, y debidamente facultado, informo a Ud. que con fecha 29 de enero de 2009, ENAP recibió un oficio del Ministerio de Hacienda, a través del cual se autorizó algunas medidas de orden financiero, como una señal de apoyo del Estado de Chile a la Empresa Nacional del Petróleo, lo que constituye un hecho esencial.

Entre las medidas autorizadas por el Ministerio de Hacienda, que se refieren a Enap Sipetrol S.A. está:

"Suspender temporalmente para el año 2009 la política de traspaso del 100% de los dividendos

anuales de las filiales a ENAP, correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008".

Con Fecha 11 de marzo de 2009 en virtud de lo dispuesto en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores, y debidamente facultado, informo a Ud. que ha acaecido un hecho de carácter esencial para Enap Sipetrol S.A. consistente en el cierre de la operación de cesión y transferencia de la participación que tenía esta sociedad a través de su filial Sipetrol Internacional S.A. - en el Bloque North Bahariya en Egipto para la exploración y explotación de hidrocarburos en el citado país

La referida cesión y transferencia fue efectuada a la Empresa Sahara North Bahariya Limited, conforme a los términos establecidos en el contrato denominado "Sale and Purchase Agreement" suscrito con fecha 14 de abril de 2008.

El precio de la operación fue de US\$ 65,5 millones de dólares más intereses, existiendo un plazo de 30 días para realizar los ajustes por concepto de ingresos percibidos y costos incurridos desde el 1 de julio de 2007. El valor del correspondiente activo al 28 de febrero 2009 es de US\$ 23 millones.

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS DE FILIALES

ENAP REFINERÍAS S.A. Y FILIALES

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Total Activos Corrientes en Operación	1.998.008	1.815.253
Total Activos no Corrientes	2.186.196	2.021.480
Total Activos	4.184.204	3.836.733
Total Pasivos Corrientes	2.792.922	2.402.271
Total Pasivos no Corrientes	758.876	974.760
Total Pasivos	3.551.798	3.377.031
Total Patrimonio neto atribuible a los controladores	586.438	438.027
Participaciones Minoritarias	45.968	21.675
Total Patrimonio neto	632.406	459.702
Total Pasivos y Patrimonio neto	4.184.204	3.836.733

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Margen bruto	87.218	(894.393)
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto	68.544	(1.216.634)
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	86.318	128.172
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuas después de Impto.	0	0
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impto.	0	0
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	154.862	(1.088.462)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	149.625	(1.094.353)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria	5.237	5.891
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	154.862	(1.088.462)

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO

	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones	224.932	422.807
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación	56.392	(214.235)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	281.324	208.572
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(237.011)	(236.679)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(53.252)	2.516
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(8.939)	(25.591)
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	0	0
Variación neta del efectivo y efectivo equivalente	(8.939)	(25.591)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	67.917	93.508
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	58.978	67.917

NOTAS EXPLICATIVAS

Inscripción en el Registro de Valores	Nº 833
Resumen de principales políticas contables aplicadas	Nota 3

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Total Activos Corrientes en Operación	117.995	160.146
Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	0	17.507
Total Activos No Corrientes	447.246	465.874
Total Activos	565.241	643.527
Total Pasivos Corrientes	126.434	170.918
Total Pasivos no Corrientes	156.269	204.987
Total Pasivos	282.703	375.905
Total Patrimonio neto atribuible a los controladores	281.421	266.396
Participaciones Minoritarias	1.117	1.226
Total Patrimonio neto	282.538	267.622
Total Pasivos y Patrimonio neto	565.241	643.527

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Margen bruto	69.564	114.811
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto	(25.846)	31.501
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	(6.176)	(19.127)
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuas después de Impto.	(32.022)	12.374
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impto.	45.751	6.647
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	13.729	19.021
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	13.838	18.979
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria	(109)	42
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	13.729	19.021

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones	97.436	135.331
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación	(5.602)	(20.677)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	91.834	114.654
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(37.628)	(97.323)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(57.434)	(17.794)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(3.228)	(463)
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	554	0
Variación neta del efectivo y efectivo equivalente	(2.674)	(463)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	16.019	16.482
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	13.345	16.019

NOTAS EXPLICATIVAS

Inscripción en el Registro de Valores	Nº1005
Resumen de principales políticas contables aplicadas	Nota3

PETRO SERVICIO CORP. S.A.**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO**

	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Total Activos Corrientes en Operación	1.493	1.967
Total Activos no Corrientes	181	297
Total Activos	1.674	2.264
Total Pasivos Corrientes	154	665
Total Pasivos no Corrientes	0	0
Total Pasivos	154	665
Total Patrimonio neto atribuible a los controladores	1.520	1.599
Participaciones Minoritarias	0	0
Total Patrimonio neto	1.520	1.599
Total Pasivos y Patrimonio neto	1.674	2.264

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Margen bruto	149	156
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto	(64)	(24)
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	(14)	(18)
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuas después de Impto.	0	0
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impto.	0	0
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	(78)	(42)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	(78)	(42)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria	0	0
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	(78)	(42)

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO

	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones	(194)	238
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación	9	8
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(185)	246
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(1)	(306)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	0	0
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(186)	(60)
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	0	0
Variación neta del efectivo y efectivo equivalente	(186)	(60)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	1.425	1.485
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	1.239	1.425

NOTAS EXPLICATIVAS

Resumen de principales políticas contables aplicadas	Nota 2
--	--------

GAS DE CHILE S.A.

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Total Activos Corrientes en Operación	3.350	554
Total Activos no Corrientes	0	838
Total Activos	3.350	1.392
Total Pasivos Corrientes	0	0
Total Pasivos no Corrientes	2.669	838
Total Pasivos	2.669	838
Total Patrimonio neto atribuible a los controladores	681	554
Participaciones Minoritarias	0	0
Total Patrimonio neto	681	554
Total Pasivos y Patrimonio neto	3.350	1.392

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Margen bruto	0	0
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto	(15)	(4)
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	0	0
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuas después de Impto.	0	0
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impto.	0	0
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	(15)	(4)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	(15)	(4)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria	0	0
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	(15)	(4)

NOTAS EXPLICATIVAS	
Resumen de principales políticas contables aplicadas	Nota 1

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE LOS DIRECTORES Y DEL GERENTE GENERAL

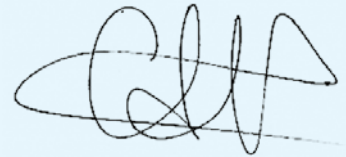
Los abajo suscritos, miembros del Directorio y Gerente General de la Empresa Nacional del Petróleo, en conformidad con las normas establecidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, declaran que la información contenida en la Memoria y Estados Financieros Anuales 2009 es veraz y completa.



Santiago González Larraín

Presidente

RUT: 6.499.284-8



Carlos Álvarez Voullieme

Vicepresidente

RUT: 8.870.274-7



Rodolfo Krause Lubascher

Director

RUT: 4.643.327-0



Iván Pérez Pavez

Director

RUT: 6.902.930-2



Jorge Matute Matute

Director

RUT: 5.334.581-6



Ramón Jara Araya

Director

RUT: 5.899.198-8



Miguel Moreno García

Director

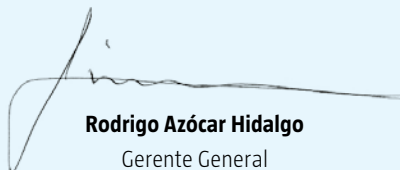
RUT: 5.433.767-1



Axel Christensen de la Cerda

Director

RUT: 7.478.702-9



Rodrigo Azócar Hidalgo

Gerente General

RUT: 6.444.699-1

Santiago, marzo de 2010.

Empresa Nacional del Petróleo

Avenida Vitacura 2736 • piso 10 • Las Condes • Santiago de Chile

Teléfono (56-2) 2803000 • Fax (56-2) 2803199

RUT ENAP: 92.604.000-6

www.enap.cl

Auditores Externos: Deloitte & Touche

Edición y Coordinación

Dirección de Comunicaciones ENAP

Diseño

Filete | Virginia Scardino

www.filete.cl

Fotografía

Thomas Wedderwille

Archivo ENAP

Impresión

Fyrma Gráfica





