



ANNUAL REPORT

20
11



METHANEX
A Responsible Care® Company

Tabla de Contenidos

02	Aspectos Financieros Relevantes 2011
03	Mensaje del Presidente a los Accionistas
06	Mensaje del Presidente del Directorio a los Accionistas
07	Discusión y Análisis de la Administración
30	Estados Financieros Consolidados
38	Notas a los Estados Financieros Consolidados

Methanex Corporation es el proveedor de metanol más grande del mundo para los principales mercados internacionales en América del Norte, Asia Pacífico, Europa y América Latina.

El metanol es un químico líquido versátil producido principalmente a partir de gas natural. Aproximadamente dos tercios de la demanda de metanol es utilizada como materia prima en la fabricación de una gran gama de productos de consumo e industriales tales como materiales para la construcción, espumas, resinas, pinturas y botellas plásticas reciclables. Alrededor de un tercio de la demanda de metanol es utilizada en el sector de la energía y este ha sido el mercado que ha crecido más rápidamente. Cada vez hay más mercados para el metanol en aplicaciones energéticas, tales como mezcla directa con gasolina, éter dimetil (DME), olefinas y el biodiesel. El metanol se utiliza también para producir éter metil terciario-butil (MTBE), un componente de la gasolina.

Methanex – Global Methanol Leader

Global Production Facilities

Methanex's global production hubs are strategically positioned to supply every major global market.

Methanex in Chile

The Punta Arenas production complex in southern Chile produces methanol for customers in North America, Latin America, Europe and Asia.

Methanex in New Zealand

Our production facilities in New Zealand supply methanol primarily to customers in Japan, South Korea and China. We are planning to restart a second methanol plant in New Zealand in mid-2012.

Methanex in Trinidad

Our two plants in Trinidad, Titan and Atlas (Methanex interest 63.1%) primarily supply North American and European methanol markets.

Methanex in Egypt

Our joint venture facility in Egypt (Methanex interest 60%), which started up in 2011, is located on the Mediterranean Sea and primarily supplies European methanol markets.

Methanex in Canada

We restarted our plant in Medicine Hat, Alberta in 2011. The plant supplies methanol to customers in North America.

Methanex in the United States

We are planning to move one of our idle plants in Chile to Geismar, Louisiana. A final investment decision is targeted for Q3 2012 and we are targeting the start of production by the end of 2014.

Global Supply Chain

Methanex has an extensive global supply chain and distribution network of terminals and storage facilities throughout Asia, North America, Latin America and Europe. Methanex's wholly owned subsidiary, Waterfront Shipping, operates the largest methanol ocean tanker fleet in the world. The fleet forms a seamless transportation network dedicated to keeping an uninterrupted flow of methanol moving to storage terminals and customers' plant sites around the world. For further information on Waterfront Shipping, please visit www.wfs-cl.com.

Our Responsible Care® Commitment

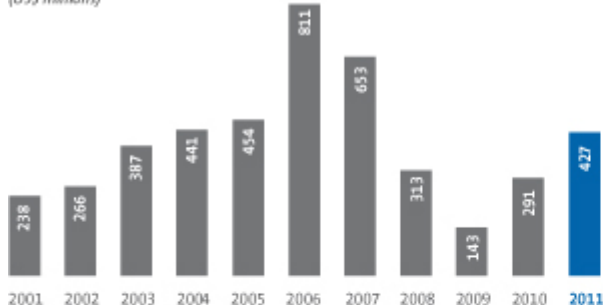
Methanex is a Responsible Care® company. Responsible Care is the umbrella under which Methanex and other leading chemical manufacturers manage issues relating to health, safety, the environment, community awareness and involvement, social responsibility, security and emergency preparedness. A total commitment to Responsible Care is an integral part of Methanex's global corporate culture.



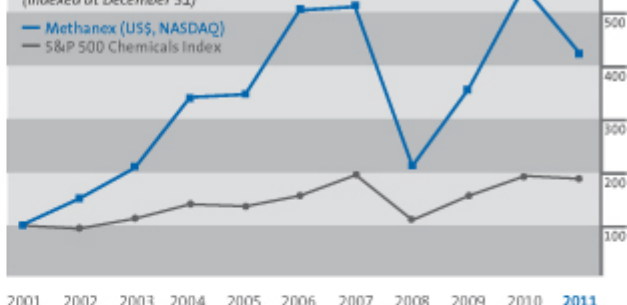
Aspectos Financieros Relevantes 2011 *(US\$ millones, excepto cuando se indique)*

	2011 ⁶	2010 ⁶	2009 ⁶	2008 ⁶	2007 ⁶
Operaciones					
Ingresos	2,608	1,967	1,198	2,314	2,266
Ingreso neto atribuible a los accionistas de Methanex	201	96	1	169	373
Ingresos antes de ítems inusuales (después de impuestos) ¹	201	74	1	169	373
EBITDA Ajustado ¹	427	291	143	313	653
Flujo de efectivo de actividades operacionales ajustado ¹	392	303	129	235	491
Retorno Modificado del Capital Empleado (ROCE) ²	13.8%	8.0%	1.2%	13.6%	25.4%
Monto por Acción Diluido (US\$ por acción)					
Ingreso neto atribuible a los accionistas de Methanex	2.06	1.03	0.01	1.78	3.65
Ingreso antes de ítems inusuales (después de impuestos) ¹	2.06	0.79	0.01	1.78	3.65
Posición Financiera					
Caja y equivalente de caja	351	194	170	328	488
Total activos	3,394	3,141	2,923	2,799	2,862
Deuda Largo-plazo, incluye porción corriente	903	947	914	782	597
Deuda a capital ³	36%	40%	40%	36%	30%
Deuda neta a capital ⁴	26%	35%	35%	25%	7%
Otra Información					
Precio promedio realizado (US\$ por ton) ⁵	374	306	225	424	375
Total volumen de ventas (000s tons)	7,514	6,929	5,948	6,054	6,612
Ventas de productos producidos Methanex (000s tons)	3,853	3,540	3,764	3,363	4,569

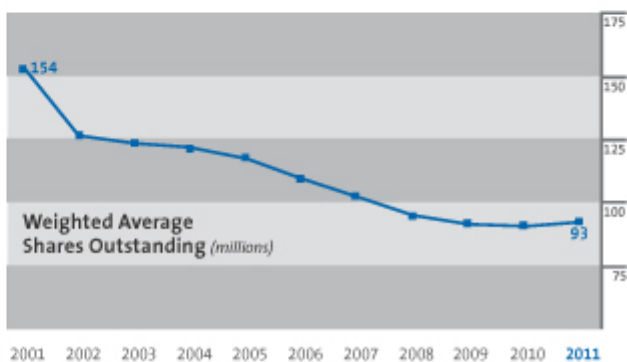
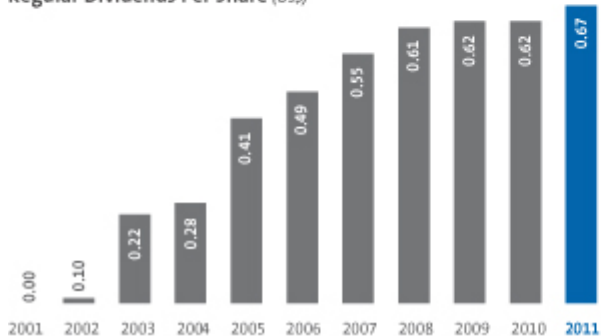
Adjusted EBITDA
(US\$ millions)



Share Price Performance
(Indexed at December 31)



Regular Dividends Per Share (US\$)



- EBITDA Ajustado, flujo de efectivo de actividades operacionales ajustado, ingreso antes de ítems inusuales (después de impuesto) e ingreso diluido antes de ítems inusuales (después de impuesto) por acción no son medidas GAP. Refiérase a la página 41 para una conciliación de estos montos con medidas directas IFRS más comparables.
- ROCE Modificado es definido como ingreso antes de ítems inusuales e costos financieros (después de impuestos) dividido por el capital promedio productivo empleado. El capital productivo empleado promedio es la suma de activos totales promedio (excluye plantas en construcción) menos el promedio de pasivos corrientes que no devengan intereses. Los activos totales promedio excluyen efectivo en exceso de \$50 millones. Utilizamos una base de costo de depreciación media estimada para el cálculo de nuestros activos promedio en uso durante el período. El cálculo del ROCE Modificado incluye nuestra participación del 60% de los ingresos, activos y pasivos de la planta de metanol de Egipto.
- Se define como la deuda total dividida por el total del patrimonio y la deuda total (incluyendo el 100% de la deuda relacionada con la planta de metanol de Egipto).
- Se define como la deuda total menos efectivo y efectivo equivalente, dividido por el total del patrimonio y el total de deuda menos efectivo y efectivo equivalente (incluyendo el 100% de la deuda relacionada con la planta de metanol de Egipto).
- El precio promedio realizado se calcula como ingresos, excluyendo las comisiones ganadas y la proporción de los ingresos de la participación no controladora de Egipto, dividido por el volumen total de ventas de metanol producido por Methanex (atribuible a los accionistas de Methanex) y metanol comprado.
- Las cifras 2011 y 2010 se presentan de conformidad con las NIIF ya que la fecha de transición de los PCGA de Canadá a las NIIF de la Compañía fue 1 de enero 2010. Las cifras de 2009, 2008 y 2007 no han sido actualizados de acuerdo con las NIIF y se presentan de acuerdo con los PCGA de Canadá.

Para aspectos financieros destacados adicionales e información adicional acerca de Methanex, refiérase a nuestro 2011 Factbook disponible en www.methanex.com.

Estimados accionistas,

2011 fue un año muy bueno para Methanex y para la industria del metanol.

A pesar de las continuas débiles condiciones económicas en muchas economías desarrolladas, la demanda del metanol creció a tasas saludables y los precios del metanol subieron más de 20 por ciento desde 2010. Hemos aumentado la producción con la puesta en marcha de las plantas en Egipto y Canadá, lo que nos ayudó a alcanzar volúmenes de ventas récords y nuestro más alto nivel de producción desde 2007. Estos factores contribuyeron a más que duplicar los resultados netos en comparación con 2010.

Vemos mucho más potencial de crecimiento para las utilidades ya que las perspectivas para la industria del metanol y para nuestra empresa son excelentes. El alto entorno de precios de la energía se ha traducido en una mayor demanda del metanol en derivados de energía y en la producción de olefinas y hay poca oferta nueva de metanol entrando a la industria durante los próximos años. Methanex está en una posición única para aumentar la producción y tomar ventajas de estos fundamentos positivos de la industria.

De hecho, **tenemos** el potencial para duplicar los niveles de producción durante los próximos años. En el año 2012, podremos disfrutar de un año completo de producción de nuestras plantas en Egipto y Canadá, y nos hemos comprometido a reiniciar una segunda planta en Nueva Zelanda a mediados de 2012. Estamos haciendo un buen progreso en un proyecto para reubicar una planta chilena a la costa del Golfo de EE.UU., con la expectativa de que podamos comenzar a producir en esa planta a partir de finales de 2014. En los próximos años, **también tenemos** potencial para una mayor producción de nuestros activos en Chile, como resultado de aumentos en el suministro de gas de Chile y un proyecto de gasificación de carbón que estamos evaluando. Estas iniciativas deberían apoyar sustancialmente una mayor producción de metanol y ganancias para los accionistas en 2012 y más allá de dicho año.

Análisis de la Industria

A pesar de la continua decadencia en la economía mundial, la demanda de metanol creció a tasas saludables en 2011. Las altas tasas de producción industrial en China aumentaron la demanda de derivados químicos, mientras que la demanda de metanol en Europa y América del Norte experimentó una modesta recuperación en línea con las bajas tasas de crecimiento económico en esas regiones. La demanda de energía fue fuerte, lo que constituyó un factor clave para impulsar el crecimiento en la industria del metanol. En general, la demanda mundial del metanol creció alrededor de un siete por ciento en 2011 - a unos 49 millones de toneladas aproximadamente - y terminó el año en niveles récord.

Hechos claves 2011

Este fue un año de logros significativos. Nosotros:

- reportamos ingresos netos de \$201 millones, una mejora del 110 por ciento comparado con 2010,
- generamos \$392 millones de flujo de efectivo operacional,
- aumentamos el dividendo normal en un 10 por ciento, es la séptima vez que hemos aumentado el dividendo normal desde su inicio en el año 2002,
- logramos un volumen de ventas récord de 7,5 millones de toneladas,
- aumentamos la capacidad de producción operacional en un 35 por ciento y mejoramos significativamente la generación de caja con la exitosa puesta en marcha de la planta de 1,3 millones de toneladas por año en Egipto y el reinicio de la planta de 0,5 millones toneladas por año en Medicine Hat, Alberta,
- mejoramos nuestra posición de liquidez mediante la renovación de una línea de crédito por otros cuatro años,
- aseguramos un acuerdo de suministro de gas a largo plazo para apoyar el reinicio de una segunda planta en Nueva Zelanda a mediados de 2012 (el contrato finalizaba en enero de 2012),
- hicimos progresos sustanciales en la relocalización de una de nuestras plantas de Chile a la costa del Golfo de los EE.UU. y aseguramos un terreno en Geismar, Louisiana, y
- continuamos promoviendo el uso de metanol en aplicaciones de energía; este es un mercado en crecimiento, con demanda para la mezcla de combustible y éter dimetil (DME) que está aumentando a tasas de dos dígitos en 2011.

Los precios del metanol se incrementaron en más del 20 por ciento con respecto al año pasado. Hubo una presión al alza sobre la curva de costos, ya que los productores con costos más altos se vieron afectados por un entorno de fortalecimiento del precio del crudo de petróleo y precios del carbón más altos en China. El abastecimiento también fue un reto para mantenerse al día con la creciente demanda. Las únicas plantas nuevas que se pusieron en marcha fuera de China fueron nuestras plantas de Egipto y Medicine Hat, y, como es habitual, hubo muchas interrupciones planificadas y no planificadas en toda la industria. En particular, la industria del metanol en China continúa operando a bajas tasas de utilización y las importaciones en ese país crecieron en el último año.

Mirando hacia el futuro, se espera que las ajustadas condiciones del mercado continúen. Se espera que muy poca nueva oferta entre en el mercado durante los próximos años, y las perspectivas para el crecimiento de la demanda de metanol continúen siendo fuerte. La gran disparidad entre el precio del petróleo crudo y del gas natural y del carbón se ha traducido en un mayor uso del metanol en aplicaciones energéticas, que ahora representa alrededor de un tercio de la demanda mundial del metanol. Liderados por China, la demanda de metanol para la mezcla de combustible y el DME ha sido particularmente fuerte y creció a tasas de dos dígitos en 2011. Estas aplicaciones son de combustión limpia y económicamente competitivas; además disminuyeron la dependencia de China de productos petrolíferos importados y la política gubernamental en China sigue apoyando su adopción. En la actualidad once provincias de China han introducido normas de mezcla de combustible de metanol. También China tiene normas nacionales vigentes en materia de mezcla de combustible de metanol (M85 y M100, lo que significa el 85 por ciento y 100 por ciento de metanol, respectivamente).

Durante el año pasado, la demanda de metanol en olefinas (MTO) surgió como un derivado de metanol importante. China lidera la comercialización de MTO y, considerando los precios actuales de la energía, el proceso está demostrando que representa un costo competitivo con respecto a la producción tradicional de olefinas de nafta. La primera planta de MTO en China se puso en marcha en 2010, y actualmente hay cuatro plantas operando en China, que consumen más de cinco millones de toneladas de metanol al año. Tres de estos proyectos no se espera que impacten el mercado comercial del metanol, ya que son proyectos integrados - carbón en metanol y luego en olefinas. Sin embargo, durante el año pasado, estas plantas han adquirido metanol para complementar su propia producción de metanol y la planta que no está integrada depende de la oferta comercial de metanol. Una serie de proyectos no integrados están siendo programados actualmente en China, y éstos dependerán de la oferta comercial de metanol. Si estos proyectos siguen adelante, podrían afectar significativamente el balance de oferta y demanda mundial de metanol.

Mientras que el metanol en la mezcla de combustibles, DME y MTO se está desarrollando hoy en día principalmente en China, muchos otros países tienen proyectos en marcha o están considerando la adopción de estos derivados en una escala más amplia. Por ejemplo, en el Reino Unido y en Corea el metanol se utiliza en pequeñas cantidades en la gasolina, y hay ensayos en curso de mezcla de combustible en varios países alrededor del mundo. Algunos proyectos de DME también están en desarrollo en países que incluyen Indonesia, India, Suecia y Japón.

Análisis de la Compañía

Desempeño Operacional

En 2011, nuestra organización de marketing hizo un trabajo excelente, con un crecimiento de ventas de un 8 por ciento y el logro de volúmenes de ventas récord de 7,5 millones de toneladas. Estos resultados se lograron en un entorno difícil, ya que experimentamos algunas deficiencias de producción inesperadas durante el año. Tuvimos que aumentar nuestros niveles de compra y flexiblemente manejar nuestra cadena de suministro y operaciones de transporte marítimo para mantener a nuestros clientes abastecidos.

Para medir el desempeño de nuestras operaciones de fabricación, hacemos un seguimiento de un factor de confiabilidad que registra el tiempo de funcionamiento de nuestras plantas, excluyendo el mantenimiento planificado y eventos fuera de nuestro control. Nos pusimos un objetivo desafiante del 97 por ciento. En 2011, la Compañía alcanzó una tasa de confiabilidad global del 95 por ciento. Aunque creemos que este desempeño está por encima del promedio de la industria, está por debajo de nuestro objetivo por segundo año consecutivo. Nosotros perdimos nuestro objetivo este año debido principalmente al desempeño de nuestras operaciones en Trinidad. La planta de Atlas operó a una tasa de confiabilidad del 94 por ciento en 2011, y estuvo limitada al 70 por ciento de tasas de operación en los últimos cuatro meses y medio del año, debido a fallas en los equipos. La planta de Titán también experimentó algunas interrupciones debido a problemas técnicos y operó a una tasa de confiabilidad del 85 por ciento. Nuestras plantas de Chile y Nueva Zelanda operaron muy bien, lograron tasas de confiabilidad de un 99 por ciento y 100 por ciento, respectivamente. Estamos muy satisfechos con la confiabilidad de nuestras nuevas plantas en Medicine Hat y Egipto. Normalmente, las plantas en su primer año de operación toman algún tiempo para alcanzar una tasa de funcionamiento estable, sin embargo, Egipto operó al 93 por ciento de confiabilidad, mientras que Medicine Hat funcionó al 98 por ciento.

La ética de Conducta Responsable está firmemente arraigada en la cultura de nuestra empresa, es una parte integral de todo lo que hacemos, y un contribuidor clave en nuestro posición de liderazgo en la industria del metanol. Conducta Responsable es la iniciativa global voluntaria en la industria química bajo la cual las empresas trabajan para mejorar continuamente el desempeño en salud, seguridad y medio ambiente. A través de nuestra membresía en asociaciones de la industria química que están comprometidas con la Conducta Responsable, apoyamos activamente la implementación de la Conducta Responsable en lugares donde actualmente no existe. En Methanex, la Conducta Responsable es el paraguas bajo el que gestionamos temas relacionadas con la salud, seguridad, medio ambiente, la participación comunitaria, la responsabilidad social, la preparación para la seguridad y para emergencias en cada una de nuestras instalaciones y localidades. Nuestra política de Responsabilidad Social se ocupa de los programas vinculados con los negocios y con los temas relacionados con la gobernanza, contratación de empleados y la inversión social.

Hacemos un seguimiento a muchos de los indicadores para evaluar nuestro desempeño en Conducta Responsable. Una medida importante y universal relacionada con la seguridad del sitio es el registro de la tasa de frecuencia de lesiones (RIFR). En 2011, cuatro empleados a través de toda nuestra organización global experimentaron lesiones reportables. Esto equivale a una RIFR por empleado de 0,44 y aunque fue más alto que el rendimiento del año pasado, se compara favorablemente con el promedio de la industria canadiense de 1,04 para empresas comparables. También hemos trabajado duro para mejorar el desempeño de seguridad de los contratistas. Me complace informar que gracias a los cambios en la forma como administramos a los contratistas, hemos continuado mejorando nuestro desempeño en seguridad en el 2011, con un RIFR para los contratistas de 0,86 (el comparador promedio de la industria de Canadá fue de 1,25).

También reconocemos la importancia de hacer un uso eficiente de los recursos naturales y reducir al mínimo las emisiones. En 2010, se adoptó una política de gases de efecto invernadero que formalizó nuestro compromiso con el manejo de las emisiones, y hemos completado la construcción y puesta en marcha de un parque eólico de 2,55 megawatts que ahora suministra electricidad a nuestro sitio de la planta en el sur de Chile. Este parque eólico operó a lo largo de 2011. Nos esforzamos continuamente para aumentar la eficiencia energética de nuestras plantas y flota marina, que no sólo reduce los costos sino que también reduce las emisiones de CO₂. Hemos reducido la intensidad de las emisiones de CO₂ en nuestras operaciones manufactureras en 31 por ciento entre 1994 y 2011 a través de la rotación de activos, confiabilidad de la planta mejorada, eficiencia energética y manejo de las emisiones. También tenemos el objetivo de reducir el CO₂ emitido por las operaciones marítimas. Entre 2002 y 2011, hemos reducido la intensidad de CO₂ (en toneladas de CO₂ de combustible consumido por tonelada de producto transportado) de las operaciones marinas en casi un 22 por ciento.

Desempeño Financiero

En 2011 informamos ingresos mejorados significativamente, como resultado de que los precios del metanol se incrementaron en más del 20 por ciento. También logramos mayores ventas de metanol producido por Methanex como consecuencia de la puesta en marcha de las plantas en Egipto y Medicine Hat durante el año. Hemos generado \$2.6 billones en ingresos, \$427 millones de EBITDA, \$392 millones de flujo de efectivo operativo y \$201 millones de ingresos netos. Si bien estamos satisfechos con los mejores resultados financieros en 2011, también creemos que hay mucho más potencial de crecimiento para Methanex en los próximos años como resultado de nuestros planes para aumentar la producción.

Con nuestra capacidad mejorada de generación de efectivo, hemos aumentado nuestro dividendo en un 10 por ciento en 2011. Esto representa el séptimo aumento desde que implementamos un dividendo regular en 2002, y como nuestro negocio y potencial de ingresos continúa mejorando, estamos optimistas de que podremos seguir aumentando el dividendo en los próximos años.

A más largo plazo, estamos comprometidos a devolver el exceso de efectivo a los accionistas y seguir progresando en nuestro excelente historial de recompra de acciones. En el año 2000, teníamos 173 millones de acciones en circulación, y desde entonces hemos reducido las acciones en circulación al nivel actual de 93 millones. Durante ese periodo, las acciones fueron recompradas a un precio promedio de alrededor de \$12.

Tenemos como objetivo un ROCE mínimo (Retorno Modificado sobre el Capital Empleado), de 12 por ciento. En el año 2011, hemos superado este objetivo y logramos un ROCE del 13,8 por ciento. En los últimos cinco años, hemos logrado un ROCE promedio de 12,4 por ciento a pesar de haber pasado por una recesión mundial y un período de debilidad económica sostenida.

El año pasado ha sido un período difícil para los mercados de capital. Desde el comienzo de 2011 hasta finales de febrero de 2012, nuestro precio por acción subió un tres por ciento, mientras que el Índice Químico de S&P 500 subió siete por ciento. Sin embargo, los accionistas de Methanex de largo plazo han sido bien recompensados. En los últimos diez años, y teniendo en cuenta los dividendos, una inversión en Methanex logró un retorno total de 537 por ciento, superando significativamente el Índice Químico de S&P 500, que obtuvo un retorno total de 148 por ciento durante el mismo período. Considerando nuestra modesta valoración relativa a nuestra fuerte generación de flujo de caja y nuestras iniciativas para seguir creciendo la producción y el flujo de caja, creemos que existe un importante potencial de crecimiento para el precio de nuestras acciones.

Análisis de las iniciativas de crecimiento

En el entorno actual, estamos dando prioridad a los recursos financieros para las iniciativas de crecimiento. La perspectiva de la oferta y la demanda son muy atractivas para aumentar nueva capacidad productiva, y estamos en la posición única de tener activos ociosos que tienen el potencial de ser puestos en funcionamiento en menos tiempo y con menos capital que un proyecto de metanol en instalaciones nuevas. Estos proyectos también fortalecen nuestra posición de liderazgo en la industria y ofrecen también un potencial de rendimiento excelente - muy por encima de nuestro objetivo de rentabilidad.

Sobre la base de las diversas iniciativas de crecimiento implementadas en el año 2011 y los proyectos en curso para el futuro, tenemos el potencial de duplicar los niveles de producción de 2011 en los próximos años. En 2011, dimos un gran paso hacia el logro de este objetivo.

Comenzamos la producción de metanol en la nueva planta de Egipto, en marzo de 2011. Durante la evaluación del año, la planta funcionó muy bien y operó cercana a su capacidad instalada. Experimentamos un breve cierre como consecuencia de los disturbios civiles en la época de las elecciones egipcias. Sin embargo, la planta se reanudó a principios de Diciembre y ha vuelto a operar a altas tasas desde entonces. Desde el comienzo de la producción comercial, la planta operó a una tasa del 93 por ciento de confiabilidad y produjo 887.000 toneladas de metanol durante el año. A pesar de que seguimos enfrentando incertidumbre política en Egipto, creemos que nuestras operaciones en Egipto apoyan los objetivos del país de crear empleos y de desarrollo económico mediante la adición de valor a los recursos naturales.

Los precios competitivos del gas natural en América del Norte hicieron que fuese económico para nosotros reiniciar nuestra capacidad ociosa en Medicine Hat, Alberta, en abril de 2011. La planta ya ha, en el primer año, generado efectivo en exceso de los \$50 millones invertidos para que la planta volviera a producir. Esta es una valiosa adición a nuestra cartera de plantas productivas, y estamos seguros de que esta planta va a generar flujos de efectivo importantes durante muchos años por venir.

En los últimos años, hemos estado optimistas sobre la obtención de gas suficiente en el sur de Chile que nos permita volver a operar con cuatro plantas. Los resultados positivos de dos bloques de exploración nos han permitido seguir operando una planta. Sin embargo, el ritmo global de desarrollo de gas y la cantidad de gas descubierto en el sur de Chile ha estado por debajo de las expectativas, y la tasa de declinación de las reservas existentes ha sido alta. Como resultado, estamos evaluando varias opciones para aumentar la producción de estos activos.

En primer lugar, mantenemos nuestro compromiso de apoyar el desarrollo de gas en el sur de Chile y seguimos creyendo que las entregas de gas aumentarán en los próximos años a un nivel que nos permitirá mantener una operación de varias plantas en Chile. La actividad de perforación debería comenzar en varios bloques nuevos en el próximo año, y el Gobierno de Chile está en el proceso de adjudicar bloques adicionales en la región para el desarrollo de los hidrocarburos. A finales de 2011, una campaña de fracturación hidráulica también se inició en el sur de Chile, y se espera que tenga éxito lo que proporcionará más potencial de crecimiento de las entregas de gas durante el próximo año.

En segundo lugar, iniciamos un proyecto para reubicar una de las plantas chilenas a la costa del Golfo de EE.UU., y aseguramos un terreno en Geismar, Luisiana. Este proyecto ofrece un potencial con excelente retorno. Se beneficia de precios de gas natural competitivos y un excelente ambiente de negocios en Geismar con una infraestructura amplia y demanda de metanol significativa en su alrededor. También esperamos ejecutar el proyecto con un capital mucho menor y en menos tiempo que un proyecto de metanol nuevo. Tenemos la intención de tomar la decisión final de inversión de este proyecto en el tercer trimestre de 2012, y tenemos como objetivo iniciar la producción en la nueva planta a fines de 2014.

Por último, en 2011 comenzamos a evaluar un proyecto para convertir una de nuestras plantas en Chile para operar a carbón a precios competitivos desde el sur de Chile. En estos momentos estamos terminando un estudio de factibilidad, y suponiendo que procederemos, esperamos completar gran parte de la ingeniería (front-end) para fines de 2012, antes de tomar una decisión final de inversión.

En Nueva Zelanda, hemos logrado un excelente progreso para garantizar el suministro de gas, y a principios de 2012 firmamos un acuerdo de suministro de gas a largo plazo con Todd Energy y anunciamos nuestro compromiso de reiniciar la segunda planta de Motunui a mediados de 2012. Nuestra capacidad de aumentar la producción de metanol en Nueva Zelanda se basa en los fundamentos positivos de la oferta de gas en ese país. La exploración de gas se ha incrementado significativamente en los últimos años en Taranaki Basin cerca de nuestras plantas. Los campos de gas en la zona nos benefician al tener líquidos de gas natural de alto valor, creando un fuerte incentivo para las actividades de exploración y desarrollo. En base en la perspectiva positiva de la oferta de gas y nuestro acuerdo de suministro a largo plazo, estamos confiados que vamos a mantener una operación de dos plantas en Nueva Zelanda en el largo plazo.

Estamos bien posicionados para financiar iniciativas de crecimiento, con un sólido balance general, con \$351 millones de efectivo a fines de 2011, bajo apalancamiento, una línea de crédito no utilizada y una expectativa de continuar con una fuerte generación de flujo de efectivo.

Mirando hacia el Futuro...

Las perspectivas para la industria mundial de metanol, rara vez se han visto tan positivas como lo hacen hoy. La demanda de metanol para su uso en aplicaciones energéticas y la producción de olefinas están impulsando un crecimiento más fuerte de la demanda de la industria, y se espera que entre al mercado una oferta nueva limitada. Estos factores se combinan para crear un ambiente de precios fuertes para el metanol - que esperamos que esto dure varios años.

Estamos en una posición única para ser capaces de agregar nuevas capacidades a costos competitivos rápidamente en este entorno positivo de la industria. Este será un elemento clave de la Compañía en los próximos años. En el 2012, vamos a reiniciar una segunda planta en Nueva Zelanda y esperamos finalizar el proyecto de reubicar una de nuestras plantas ociosas de Chile a Louisiana con el objetivo de producir metanol a finales de 2014. También vamos a seguir invirtiendo para acelerar el desarrollo de gas en el sur de Chile y desarrollar la oportunidad de convertir una planta chilena para operar a carbón. Para llevar a cabo nuestras iniciativas de crecimiento, nos mantendremos comprometidos con una gestión financiera prudente y agregando valor sostenible en el largo plazo.

Más allá de esto, nos vamos a centrar en mejorar la confiabilidad de nuestras plantas, manteniendo nuestra sólida trayectoria de entregar suministro a los clientes en forma confiable y seguir luchando en el esfuerzo de mejora continua en Conducta Responsable. Y, como el líder mundial de metanol, vamos a seguir promoviendo el uso de metanol en aplicaciones energéticas para apoyar el crecimiento continuo y fuerte de la demanda en la industria.

Para terminar, me gustaría agradecer a todos nuestros empleados por sus contribuciones en lo que ha sido un año difícil, con muchos logros. Fue un año que nos hizo una empresa más fuerte - una compañía que está muy bien posicionada para beneficiarse de un ambiente de precios sano y de la creciente demanda de nuestro producto. Por último, en nombre del Directorio y nuestros empleados, les doy las gracias a ustedes, a nuestros accionistas, por su continuo apoyo.



Bruce Aitken
Presidente & Gerente General

Mensaje del Presidente del Directorio a los Accionistas

Estimados Accionistas,

El buen gobierno corporativo es un proceso continuo y estamos comprometidos con una mejora continua en nuestras prácticas de gobierno. Al igual que en el informe anual del año pasado, me gustaría aprovechar esta oportunidad para informarles acerca de ciertos aspectos del gobierno corporativo de Methanex y también decirlas de la inminente jubilación de nuestro director con más años de servicio.

Compensación de Ejecutivos

El Directorio está muy consciente que la compensación de los ejecutivos en las empresas norteamericanas públicas es un asunto que está recibiendo un análisis exhaustivo tanto por los reguladores de valores como por el público en general. Creo que Methanex tiene un proceso sólido para determinar la remuneración de los ejecutivos y el Directorio juega un papel importante en ello. Los animo a leer la Circular de Información para aprender acerca de ese proceso. También creo firmemente que nuestro programa de compensación de los ejecutivos alinea adecuadamente a la gerencia con los objetivos corporativos y que compensa justamente a la administración. En 2011, nos enteramos de que la gran mayoría de nuestros accionistas están de acuerdo. Con más de 70 millones de acciones contadas a favor de nuestro primer voto "Opine sobre el Pago", ("Say on Pay"), más del 98 por ciento de esa acciones estaban a favor del enfoque de la compañía respecto de la compensación de los ejecutivos.

Animamos a todos los accionistas para contar su voto "Opine sobre el Pago", ("Say on Pay") de nuevo este año en nuestra reunión anual. Además, les pedimos que visiten www.methanex.com para acceder a nuestra encuesta anual basado en la Web para que nos puedan dar una retroalimentación más en profundidad sobre nuestro enfoque de la remuneración de los ejecutivos. Estamos continuamente buscando formas de mejorar.

Racionalización de los Comités del Directorio

Cada año, el Directorio lleva a cabo una junta anual de Directorio y una evaluación del desempeño de los directores. Este proceso incluye auto-evaluaciones de cada director, evaluaciones inter pares, una evaluación de mi propio desempeño como Presidente y una evaluación de cómo el Directorio y cada comité está funcionando. Déjenme darles una idea de cómo este proceso de evaluación está mejorando los procesos del Directorio, destacando sólo una de varias de las medidas de seguimiento que estamos desarrollando producto de los resultados de la evaluación.

En algunas evaluaciones recientes, los directores se preguntaron si los comités del Directorio, cada uno con cinco o seis miembros permanentes - habían crecido tanto que su eficacia se había reducido. Además, con los comités compuestos por muchos miembros y con el Gerente General y también con mi asistencia a cada reunión, los directores cuestionaron la utilidad de reportar los informes al comité al Directorio. Ya que para la mayoría de los directores, el escuchar el informe era redundante, puesto que ya habían estado en la reunión del comité.

Después de mucha discusión y revisión, se decidió reducir cada comité de tres o cuatro directores. Además, instruimos a los presidentes de los comités a enfocar sus informes sobre las cuestiones sustantivas claves abordadas en las reuniones. Estamos monitoreando estos cambios, pero hasta ahora, creo que la efectividad del comité ha mejorado y que el enfoque de los informes de los comités ha aumentado la participación del Directorio en la labor de los comités.

Despedida a Pierre

Los accionistas que han revisado la Circular de Información se han dado cuenta de que Pierre Choquette no se está presentando para la reelección de nuestro Directorio.

Pierre ha tenido una larga y distinguida carrera en Methanex. Se convirtió en CEO en octubre de 1994 y mantuvo esa posición durante 10 años, y fue entonces el Presidente del Directorio desde septiembre de 2003 hasta mayo de 2010. En total, ha servido a la Compañía durante casi 18 años.

En los últimos años, Pierre ha defendido la importancia de la renovación del Directorio - y él nunca se ha considerado a sí mismo inmune a este proceso. En consecuencia, en 2011 Pierre me informó que deseaba abandonar el cargo en 2012.

Pierre ha tenido demasiados logros en Methanex para poder enumerarlos aquí. Permítanme decir simplemente que él está dejando un legado profundo en Methanex, y la identidad de la compañía de alto rendimiento, integridad y profesionalismo no es nada menos que un reflejo del mismo Pierre. Él es un apasionado de las prácticas de seguridad de la industria a través de la Conducta Responsable, la prudencia financiera, el desarrollo y ejecución de un plan estratégico y siempre haciendo lo que es correcto para los muchos accionistas de la compañía.

Me he referido antes a la evaluación anual de los directores por sus pares. Los pares de Pierre consideran que él es uno de los directores más eficaces que han encontrado. Él es un comunicador excepcional, con un raro don para hacer que los temas complejos sean comprensibles. Su preparación y participación en las reuniones del Directorio y los comités es insuperable. Su pasión y compromiso con Methanex es absoluta.

En nombre de los directores, los empleados de Methanex y nuestros accionistas, permítanme aprovechar esta oportunidad para agradecer a Pierre por sus valiosas contribuciones a Methanex a través de los años. Él es un hombre extraordinario y puede sentirse muy orgulloso de sus muchos logros. Le echaremos de menos, pero su legado y el impacto en Methanex se mantendrán en los años venideros. Todo lo mejor para usted, mi amigo.



Tom Hamilton
Presidente del Directorio

Discusión y Análisis de la Administración

CONTENIDO

07	Visión General del Negocio
08	Nuestra Estrategia
09	Aspectos Financieros Destacados
10	Resumen de Producción
11	Como Analizamos Nuestro Negocio
12	Resultados Financieros
16	Liquidez y Fuentes de Capital
19	Factores de Riesgos y Administración del Riesgo
24	Estimaciones Contables Críticas
25	Normas de Reportes Financieros Internacionales (IFRS)
25	Cambios Anticipados a IFRS
26	Medidas Complementarias No-GAAPs
27	Información Financiera trimestral (No auditada)
27	Información Anual Seleccionada
27	Controles y Procedimientos
28	Declaraciones de Proyecciones Futuras

Esta Discusión y Análisis de la Administración está fechada el 15 de Marzo de 2012 y debería leerse en conjunto con nuestros estados financieros consolidados y con las correspondientes notas para el año terminado al 31 de diciembre 2011. Nosotros utilizamos el dólar de los Estados Unidos como nuestra moneda de reporte. Excepto donde se indique lo contrario, todos los montos en dólares están expresados en dólares de Estados Unidos.

El año terminado al 31 de diciembre 2011, con resultados comparativos para el año 2010, es nuestro primer ejercicio anual reportado según las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Todas las cifras comparativas han sido actualizadas para estar de acuerdo con las NIIF, a menos que se indique lo contrario. Para obtener una descripción de las principales políticas contables que la Compañía ha adoptado bajo las NIIF, incluyendo las estimaciones y juicios que consideramos más importantes en la aplicación de dichas políticas contables, por favor refiérase a la nota 2 de los estados financieros consolidados.

Nuestros estados financieros han sido preparados de conformidad con los principios contables generalmente aceptados en Canadá (PCGA de Canadá) hasta el 31 de diciembre de 2010. Si bien las IFRS utilizan un marco conceptual similar a los PCGA de Canadá, existen diferencias significativas en el reconocimiento, medición y divulgación. La transición a IFRS tuvo un efecto acumulado de \$25 millones en el patrimonio de los accionistas el 1 de enero de 2010, excluyendo la reclasificación de presentación del interés minoritario. Para ayudar a los usuarios de los estados financieros a comprender mejor el impacto de la adopción de las NIIF en la Compañía, hemos proporcionado una conciliación de los PCGA de Canadá a las NIIF para el total de activos, pasivos y patrimonio, así como también para los resultados netos y el resultado integral, para los períodos comparativos de reportes. Por favor refiérase a la nota 24 de los estados financieros consolidados para las conciliaciones entre las NIIF y los PCGA de Canadá.

Al 9 de marzo de 2012 teníamos 93.522.155 acciones ordinarias emitidas y vigentes y opciones de acciones que se pueden ejercer por 4.239.460 acciones ordinarias adicionales.

Información adicional sobre Methanex, incluyendo nuestro Informe de Información Anual, está disponible en el sitio web de la Bolsa de Valores Canadiense, SEDAR en www.sedar.com y en Estados Unidos Bolsa de Valores (SEC) EDGAR en www.sec.gov.

VISIÓN GENERAL DEL NEGOCIO

El metanol es un químico líquido producido principalmente del gas natural y también, particularmente en China, es producido del carbón. Aproximadamente dos tercios de todo la demanda del metanol es utilizada en la producción de derivados químicos tradicionales incluyendo formaldehído, ácido acético y una variedad de otros productos químicos que constituyen a su vez la base de una gran cantidad de otros derivados químicos cuya demanda está influenciada por los niveles de actividad económica global. El tercio restante de la demanda de metanol proviene de aplicaciones relacionadas con la energía. Ha habido un crecimiento de demanda del metanol en mezclas directas para gasolina como materia prima en la producción de éter dimetilo (DME), que puede ser mezclado con gas licuado de petróleo para su uso doméstico en la cocina y la calefacción, y también en la producción de biodiesel. El metanol también se usa para producir éter metil-terbutiléter (MTBE) que es un componente de la gasolina, y una aplicación emergente de la demanda de metanol es en olefinas.

Somos el mayor proveedor mundial de metanol para los mercados internacionales más importantes de Asia Pacífico, América del Norte, Europa y América Latina. Nuestra capacidad de producción total anual, incluidas las participaciones en las plantas de propiedad conjunta, es de aproximadamente 9,3 millones de toneladas y se encuentran en Chile, Nueva Zelanda, Trinidad, Egipto y Canadá (para más información ver la sección de Resumen de la Producción en la página 15). Tenemos los derechos de comercialización para el 100% de la producción de nuestras plantas de propiedad conjunta en Trinidad y Egipto, y esto nos proporciona con abastecimiento adicional de 1,2 millones de toneladas por año del suministro de metanol cuando las plantas están operando a plena capacidad. Además del metanol producido en nuestras plantas, nosotros compramos metanol producido por otros bajo contratos de metanol de toma libre y en el mercado spot. Esto nos da flexibilidad en la gestión de nuestra cadena de suministro y al mismo tiempo satisfacer las necesidades de los clientes y apoyar nuestros esfuerzos de marketing.

Visión General de la Industria & Proyecciones 2011

El metanol es un producto básico global y nuestros ingresos se ven significativamente afectados por las fluctuaciones en el precio del metanol, que es directamente afectado por el equilibrio entre la oferta y la demanda de metanol. La demanda del metanol está impulsada principalmente por los niveles de la producción industrial, precios de la energía y la fortaleza de la economía mundial.

A pesar de las preocupaciones a lo largo de 2011 con respecto al estado de la economía mundial, la industria del metanol experimentó un crecimiento de la demanda del 7% en comparación con el año 2010, dando lugar a una demanda total de aproximadamente 49 millones de toneladas. Los aumentos en la demanda han sido impulsados por ambos derivados tradicionales y aplicaciones relacionadas con la energía en Asia, particularmente en China.

La industria del metanol añadió 1,7 millones de toneladas de capacidad fuera de China en 2011, que consta de la planta nueva de 1,26 millones toneladas en Egipto y nuestra planta de 0,47 millones de toneladas en Medicine Hat, Alberta, sin embargo, también hubo una serie de interrupciones planificadas y no planificadas. Las condiciones generales de la industria estuvieron equilibradas y esto llevó a un entorno de precios de metanol estables a lo largo de 2011. Nuestro precio promedio realizado para el año 2011 fue de \$ 374 por tonelada.

Las perspectivas para el crecimiento de la demanda de metanol siguen siendo fuertes. La gran disparidad entre el precio del petróleo crudo y del gas natural y el carbón se ha traducido en un mayor uso de metanol en aplicaciones energéticas, que ahora representa aproximadamente un tercio de la demanda mundial de metanol. Liderados por China, la demanda de metanol para la mezcla de gasolina y en la producción de DME ha sido particularmente fuerte y creció a tasas elevadas en 2011. Creemos que el crecimiento futuro de estas aplicaciones se ve respaldado por los cambios en las normativas en ese país, como muchas provincias en China han puesto en práctica las normas de mezcla de combustible y las normas nacionales M85 y M100 (o un 85% de metanol y 100% de metanol, respectivamente) entraron en vigencia en 2009. Creemos que la demanda potencial en aplicaciones relacionadas con la energía será más fuerte en un entorno de precios altos de la energía.

China también está liderando la comercialización de la demanda de metanol en olefinas (MTO), que está emergiendo como una aplicación de metanol importante. Considerando los precios actuales de la energía se está demostrando que el MTO es competitivo desde el punto de vista de costo con respecto a la producción tradicional de olefinas de nafta. La primera planta de MTO en China se puso en marcha en 2010, y ahora hay cuatro plantas que operan en China, y que consumen más de cinco millones de toneladas de metanol al año. En el caso de tres de estos proyectos no se espera que impacten el mercado del metanol comercial, ya que son proyectos integrados - carbón en metanol en olefinas. Sin embargo, durante el año pasado, estas plantas han adquirido metanol para complementar su propia producción de metanol y la otra planta no integrada depende de la oferta comercial de metanol. Una serie de proyectos no integrados están siendo programados en China, y éstos dependerán de la oferta comercial de metanol. Si estos proyectos siguen adelante, ellos podrían afectar significativamente la oferta y la demanda mundial de metanol.

Aunque la demanda de metanol en aplicaciones energéticas es más fuerte en China, muchos otros países tienen proyectos en marcha o están considerando adoptar estos derivados en una escala más amplia. Por ejemplo, el metanol se está utilizando en la gasolina en pequeñas cantidades en el Reino Unido y Corea, y hay ensayos en curso de mezcla de combustible en varios países alrededor del mundo. Algunos proyectos de DME también se están desarrollando en países que incluyen Indonesia, India, Suecia y Japón.

Hemos aumentado la producción en 2011 y anticipamos un nuevo aumento en la capacidad productiva en los próximos años. Además de nuestro compromiso de reiniciar una segunda planta en Nueva Zelanda a mediados de 2012, también estamos focalizados en aumentar la utilización de nuestros activos en Chile. Nosotros estamos buscando oportunidades de inversión para acelerar la exploración y el desarrollo de gas natural en Chile, que esperamos nos permitirá aumentar las tasas de producción en nuestro sitio de Chile en el futuro. También estamos considerando otros proyectos para aumentar la utilización de los activos chilenos. Estamos planeando reubicar una de las plantas ociosas de metanol en Chile a Geismar, Luisiana, con una decisión final de inversión prevista en el tercer trimestre de 2012, y también seguimos examinando la viabilidad de la utilización de gasificación a carbón como materia prima alternativa en Chile.

Más allá de nuestra propia capacidad de adiciones, hay un nivel modesto de nueva capacidad que se espera que entre en funcionamiento en los próximos años. Existe una planta de 0,85 millones toneladas que se espera se reinicie en Beaumont, Texas, en 2012, una planta de 0,8 millones de toneladas que se espera que se reinicie en Channelview, Texas en 2013, una planta de 0,7 millones de toneladas en Azerbaiyán cuya puesta en marcha se espera en 2014, y una planta de 0,8 millones de planta de toneladas en Rusia cuya puesta en marcha se espera en 2015.

A pesar de las continuas preocupaciones sobre la economía mundial, la demanda de metanol sigue siendo estable, respaldada por un entorno de precios de energía más altos. Con pocas adiciones de capacidad esperadas que entren en el mercado durante los próximos años en relación con el crecimiento de la demanda esperada, creemos que estamos bien posicionados con los aumentos de producción previstos de nuestros activos existentes. A medida que la producción de estos activos se alineen, creemos que nuestra posición de liderazgo en la industria se verá reforzada, la posición de costo total de nuestros activos se mejorará y vamos a tener un potencial significativo de aumento de los flujos de efectivo y utilidades.

El precio del metanol en última instancia dependerá de la fortaleza de la economía, las tasas de operación de la industria, los precios mundiales de la energía, la tasa de reestructuración de la industria y la fortaleza de la demanda mundial. Creemos que nuestra posición financiera y flexibilidad financiera, sobresaliente red de suministro global y la posición competitiva de costos proporcionará una base sólida para que Methanex siga siendo el líder en la industria del metanol e invertir para hacer crecer la Compañía.

NUESTRA ESTRATEGIA

Nuestro principal objetivo es crear valor, manteniendo y mejorando nuestro liderazgo en la producción, comercialización y distribución global de metanol a nuestros clientes. Nuestra simple, claramente definida estrategia - liderazgo mundial, bajo costos y excelencia operacional - nos ha ayudado a alcanzar este objetivo.

Liderazgo Global

El Liderazgo Global es un elemento clave de nuestra estrategia, con especial atención en mantener y mejorar nuestra posición como el principal proveedor de la industria mundial de metanol, mejorar nuestra capacidad para ofrecer de manera rentable el abastecimiento de metanol a nuestros clientes y apoyar el crecimiento de la demanda mundial de metanol tanto para usos tradicionales como relacionadas con la energía.

Somos el mayor proveedor de metanol a los principales mercados internacionales de Norteamérica, Asia-Pacífico, Europa y Latinoamérica. Nuestro volumen de ventas creció en 8% en 2011 a 7.5 millones de toneladas, lo que representa un 15% de la demanda mundial aproximadamente. Nuestra posición de liderazgo nos ha permitido jugar un importante rol en la industria, lo cual incluye la publicación de los precios de referencia de Methanex que se utilizan generalmente en los principales mercados como la base de fijación de precios para la mayoría de nuestros contratos con los clientes.

La ubicación geográfica de los diversos sitios de producción nos permite entregar metanol de forma rentable a los clientes en los principales mercados globales, mientras que la inversión en nuestra distribución global y la infraestructura de abastecimiento, que incluye una flota especial de buques oceánicos y la capacidad de terminal en todos los principales mercados internacionales, nos permite aumentar el valor para los clientes, proporcionando un suministro fiable y seguro.

Un componente clave de nuestra estrategia de liderazgo global es un enfoque en el fortalecimiento de nuestra posición de activos y el aumento de la capacidad de producción. Hemos aumentado la producción en 2011 con la puesta en marcha de la nueva planta de metanol de 1,26 millones de toneladas por en Egipto y el reinicio de la planta de 0,47 millones de toneladas por año de Medicina Hat, de Alberta. Recientemente hemos anunciado nuestro compromiso para reiniciar una segunda planta en Nueva Zelanda a mediados de 2012 y esto proporcionará 0,65 millones de toneladas adicionales de capacidad de metanol. Nuestras plantas de Nueva Zelanda están perfectamente situadas para abastecer el creciente mercado de Asia Pacífico.

Nuestras plantas de metanol en Chile representan 3,8 millones de toneladas de capacidad de producción anual y desde 2007 hemos operado el sitio muy por debajo de su capacidad instalada. Esto se debe principalmente a los cortes de suministro de gas natural proveniente de Argentina (refiérase a la sección Chile, Factores de Riesgo y Gestión de Riesgos - en la página 30 para más información). Nuestro objetivo principal es incrementar progresivamente la producción en el sitio de Chile con gas natural de proveedores en Chile mediante el apoyo a la aceleración del desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Importantes inversiones se han hecho en los últimos años para la exploración y el desarrollo de gas natural en el sur de Chile, y las entregas de gas de estas inversiones nos han permitido continuar operando una planta. Sin embargo, los plazos para aumentos significativos en la producción de gas son mucho más largos de lo que habíamos previsto inicialmente y los campos de gas existentes están experimentando declinación. Como resultado, las perspectivas a corto plazo para el suministro de gas en Chile siguen siendo un reto y estamos considerando otros proyectos para aumentar la utilización de nuestros activos en Chile. Estamos planeando reubicar una de las plantas ociosas de metanol en Chile con una capacidad de aproximadamente 1,0 millones de toneladas en Geismar, Luisiana, la decisión final de inversión está prevista para el tercer trimestre de 2012. También seguimos examinando la viabilidad de la utilización de gasificación a carbón como materia prima alternativa en Chile.

Otro componente clave de nuestra estrategia de liderazgo global es nuestra capacidad para complementar nuestra producción de metanol con la compra de metanol de terceros para darnos la flexibilidad en nuestra cadena de suministro y seguir cumpliendo los compromisos con los clientes. Nosotros compramos a través de una combinación de contratos de metanol de entrega libre y compras spot. Nosotros administramos el costo de metanol comprado a terceros aprovechando nuestra infraestructura de cadena de suministro global, lo que nos permite comprar metanol en la región más rentable, manteniendo al mismo tiempo la seguridad global de la oferta. Hicimos crecer nuestros niveles de ventas y de compras en 2011 en antelación del aumento de la producción de las plantas de Egipto y Medicine Hat. Nosotros esperamos que el metanol comprado represente una proporción menor de nuestro volumen de ventas global en 2012 comparado con 2011 producto de producciones más altas de Egipto, Medicine Hat y Nueva Zelanda.

La región de Asia Pacífico sigue liderando el crecimiento de la demanda mundial de metanol y hemos invertido y desarrollado nuestra presencia en esta importante región. Tenemos capacidad de almacenamiento en China y Corea, que nos permite administrar de manera rentable el suministro a los clientes y contamos con oficinas en Hong Kong, Shanghai, Beijing, Seúl y Tokio para mejorar el servicio al cliente y el posicionamiento de la industria en la región. Esto también nos permite participar y mejorar el conocimiento rápido y alto crecimiento del mercado de metanol en China y otros países asiáticos. Nuestra creciente presencia en Asia también nos ha ayudado a identificar varias oportunidades para apoyar el desarrollo de aplicaciones para el metanol en el sector de la energía.

Bajos Costos

Una estructura de bajos costos es un elemento importante de ventaja competitiva en una industria de productos básicos y es un elemento clave de nuestra estrategia. Nuestro enfoque en todas las decisiones comerciales importantes se guía por nuestro esfuerzo de mejorar nuestra estructura de costos, ampliar los márgenes y crear valor agregado a los accionistas. Los componentes más importantes de nuestros costos son el gas natural como materia prima y los costos de distribución asociadas con la entrega de metanol a los clientes.

Nuestras instalaciones de producción en Trinidad y Egipto representan 2,8 millones de toneladas por año de capacidad de producción de costos competitivos. Estas instalaciones están bien situadas para abastecer los mercados en América del Norte y Europa, y están sustentadas por acuerdos de compra de gas natural "tome-o-pague", donde el precio del gas varía con los precios del metanol. Esta relación de precios les permite a estas instalaciones ser competitivos a través de todo el ciclo de precios de metanol.

Durante el año 2011, operamos una planta en Motunui en Nueva Zelanda y recientemente hemos anunciado nuestro compromiso para reiniciar una segunda planta en Motunui a mediados de 2012, que agregará 0,65 millones de toneladas de capacidad por año. En apoyo de la reanudación, Methanex ha llegado a un acuerdo de diez años para la compra de gas natural, que se espera suministre hasta la mitad de los 1,5 millones de toneladas de capacidad anual en la planta de Motunui bajo términos que incluyen componentes de precios base y variable.

Nuestra planta de 0,47 millones toneladas en Medicine Hat, Alberta está idealmente situada para abastecer a los clientes en América del Norte. Tenemos un programa para la compra de gas natural en el mercado de gas de Alberta, y creemos que la dinámica de gas natural a largo plazo en América del Norte respaldará la operación a largo plazo de esta planta.

El costo para distribuir el metanol de las instalaciones de producción a los clientes es también un componente importante de nuestros costos operativos. Estos incluyen los costos de transporte marítimo, los lugares de almacenamiento en el mercado y la distribución en el mercado. Estamos enfocados en la identificación de iniciativas para reducir estos costos, incluyendo la optimización del uso de nuestra flota de barcos y aprovechar las condiciones que prevalecen en el mercado del transporte marítimo mediante la variación del tipo y duración del mandato de las condiciones contratos marítimos. Estamos continuamente investigando las oportunidades para mejorar aún más la eficiencia y la rentabilidad de la distribución de metanol de nuestras instalaciones de producción a los clientes. También buscamos oportunidades para mejorar nuestra posición global de activos mediante la celebración de intercambios de productos con otros productores de metanol para reducir los costos de distribución.

Excelencia Operacional

Mantenemos un enfoque de excelencia operacional en todos los aspectos de nuestro negocio. Esto incluye la excelencia en nuestros procesos de fabricación y la cadena de suministro, marketing y ventas, recursos humanos, prácticas de gobierno corporativo y gestión financiera.

Con el fin de diferenciarnos de nuestros competidores, nos esforzamos por ser el mejor operador en todos los aspectos de nuestro negocio y por ser el proveedor preferido de nuestros clientes. Creemos que es de vital importancia la confiabilidad del abastecimiento para el éxito de los negocios de nuestros clientes, y nuestra meta es entregar confiabilidad en la entrega del metanol y a costos razonables. Tenemos un compromiso con la Conducta Responsable (un enfoque de minimización de riesgos desarrollado por la Asociación de Industrias Químicas de Canadá) y la usamos como el paraguas bajo el que gestionamos temas relacionados con la salud, la seguridad, el medio ambiente, participación de la comunidad, responsabilidad social, la seguridad y preparación para emergencias en cada una de nuestras instalaciones y ubicaciones. Creemos que nuestro compromiso con la Conducta Responsable nos ayuda a reducir el riesgo de paros imprevistos e incidentes de seguridad y lograr un excelente historial medioambiental global y de seguridad.

La administración del producto es un componente vital de nuestra cultura de Conducta Responsable y guía nuestras acciones a través del ciclo de vida completo de nuestro producto. Nosotros aspiramos a los más altos estándares de seguridad para minimizar los riesgos a nuestros empleados, clientes y proveedores, así como al medio ambiente y las comunidades en las que hacemos negocios. Promovemos el uso y manejo seguro del metanol en todo momento a través de una variedad de iniciativas de salud interna y externa, iniciativas de seguridad y medioambiente, y trabajamos con colegas de la industria para mejorar los estándares de seguridad y cumplimiento normativo. Estamos llanos para compartir nuestros conocimientos técnicos y de seguridad con las partes interesadas claves, incluyendo clientes, usuarios finales, proveedores, proveedores de logística y las asociaciones industriales en el mercado de metanol y aplicaciones del metanol a través de la participación activa en seminarios de la industria local e internacional y conferencias, e iniciativas de educación en línea.

Como una extensión natural de nuestra ética de Conducta Responsable, tenemos una política de Responsabilidad Social que alinea nuestro gobierno corporativo, contratación y desarrollo de los empleados, la participación comunitaria y estrategias de inversión social con nuestros valores fundamentales y la estrategia corporativa.

Nuestra estrategia de excelencia operativa incluye la gestión financiera de la Compañía. Operamos en una industria de productos básicos altamente competitiva. En consecuencia, creemos que es importante mantener la flexibilidad financiera y hemos adoptado un enfoque prudente a la gestión financiera. Al 31 de diciembre de 2011, tuvimos un sólido balance general con un saldo en efectivo de \$351 millones, una línea de crédito no girada de \$200 millones. El 21 de febrero de 2012, emitimos \$250 millones de documentos con vencimiento en el año 2022. Tenemos la intención de pagar los \$ 200 millones de estos documentos con vencimiento en agosto de 2012 con dinero en efectivo, efectivo generado de las operaciones y de los ingresos de la oferta de 2012. Creemos que estamos bien posicionados para cumplir con nuestros compromisos financieros y continuar invirtiendo para hacer crecer nuestro negocio.

ASPECTOS FINANCIEROS DESTACADOS

(\$ MILLIONS, EXCEPTO DONDE SE INDIQUE)

	2011	2010
Producción (miles de tons) (atribuible a los accionistas de Methanex)	3,847	3,540
Volumen de ventas (miles de tons):		
Methanex-metanol producido (atribuible a los accionistas de Methanex)	3,853	3,540
Metanol comprado	2,815	2,880
Ventas comisionadas ¹	846	509
Total volumen de ventas	7,514	6,929
Methanex precio de referencia promedio antes de descuentos (\$ por ton)²	440	356
Precio realizado promedio (\$ por ton)³	374	306
Ventas	2,608	1,967
EBITDA Ajustado (atribuible a los accionistas de Methanex)⁴	427	291
Flujo de efectivo de actividades operacionales	480	183
Flujo de efectivo ajustado de actividades operacionales (atribuible a los accionistas de Methanex)⁴	392	303
Resultado neto (atribuible a los accionistas de Methanex)	201	96
Resultado neto antes de ítems inusuales (atribuible a los accionistas de Methanex)⁴	201	74
Utilidad neta básica por acción ordinaria (\$ por acción)	2.16	1.04
Utilidad neta diluida por acción ordinaria (\$ por acción)⁵	2.06	1.03
Utilidad neta diluida por acción ordinaria antes de ítems inusuales (\$ por acción)⁴	2.06	0.79
Información acciones ordinarias (millones de acciones):		
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	93	92
Promedio ponderado diluido de acciones ordinarias en circulación	94	94
Número de acciones ordinarias en circulación	93	93

¹ Las ventas comisionadas representan volúmenes comercializados en base a comisiones relacionadas con el 36,9% de la planta de metanol Atlas y el 40% de la planta de metanol de Egipto, que no es de nuestra propiedad.

² El precio de referencia promedio antes de descuentos de Methanex representa el nuestro precio promedio de referencia sin descuentos publicado en Norteamérica, Europa y Asia Pacífico ponderado por el volumen de ventas. La información de precios actual e histórica está disponible en nuestro sitio Web www.methanex.com.

³ El precio promedio realizado se calcula como ventas, neta de comisiones devengadas y nuestra proporción de ingresos de la participación en Egipto que no controlamos, dividido por el volumen total de ventas de metanol producido por Methanex (atribuible a los accionistas de Methanex) y metanol comprado.

- ⁴ Estos ítems son mediciones no GAAPs que no tienen un significado estandarizado de acuerdo a GAAPs y por lo tanto, es poco probable que se puedan comparar con mediciones similares presentadas por otras empresas. Refiérase a la sección Mediciones Complementarias no GAAP en la página 41 para una descripción de cada medición no GAAP y una conciliación con la medición GAAP más similar.
- ⁵ Para el año terminado al 31 de diciembre de 2011, los ingresos netos diluidos por acción ordinaria fue \$ 0.10 más bajo que resultado neto básico por acción ordinaria. La gran diferencia entre el resultado neto básico y diluido por acción ordinaria se debe a la base para el cálculo del resultado neto diluido por acción ordinaria que difiere del tratamiento contable de para ciertos tipos de compensación basada en acciones. Vea la nota 13 de los estados financieros consolidados de la Compañía para el cálculo del resultado neto diluido por acción ordinaria.

RESUMEN DE PRODUCCION

El siguiente cuadro detalla la capacidad productiva anual y la producción actual de nuestras plantas 2011 and 2010:

(MILES DE TONELADAS)	CAPACIDAD PRODUCCION ANUAL ¹	2011	2010
Chile I, II, III y IV	3,800	554	935
Nueva Zelanda ²	2,230	830	830
Atlas (Trinidad) (63.1% participación)	1,150	891	884
Titan (Trinidad)	900	711	891
Egipto (60% participación) ³	760	532	—
Medicine Hat ³	470	329	—
	9,310	3,847	3,540

¹ La capacidad de producción anual de nuestras instalaciones de producción puede ser superior a la capacidad nominal original, ya que con el tiempo, estas cifras han sido ajustadas para reflejar las eficiencias operativas en curso en estas instalaciones.

² La capacidad de producción anual de Nueva Zelanda representa las dos plantas de 0,85 millones toneladas anuales de Motunui y de 0.5 millón de tonelada en Waitara Valley. Recientemente nos hemos comprometido a reiniciar una segunda planta en Motunui a mediados de 2012, que está sustentada por un nuevo acuerdo de gas natural de diez años (consulte la sección de Nueva Zelanda en la página 16 para más información). Debido a las actuales limitaciones de la capacidad de destilación en la planta de Motunui, la capacidad operativa combinada de ambas plantas es de aproximadamente 1,5 millones de toneladas, en comparación con la capacidad nominal combinada de 1,7 millones de toneladas.

³ La planta de metanol de Egipto, comenzó su producción comercial en marzo de 2011 y la planta de Medicine Hat se reinició en abril de 2011.

Chile

Nuestras plantas de metanol en Chile produjeron 0,55 millones de toneladas de metanol en el 2011 comparado con 0,94 millones en 2010. Desde 2007, hemos operado nuestras plantas de metanol en Chile, muy por debajo de la capacidad instalada debido principalmente a cortes del suministro de gas natural desde Argentina. En junio de 2007, nuestros proveedores de gas natural de Argentina cortaron todo el suministro de gas a nuestras plantas en Chile en respuesta a diversas acciones por parte del gobierno argentino, incluyendo la imposición de un gran aumento de los impuestos de exportación de gas natural. En las circunstancias actuales, no esperamos recibir ningún suministro adicional de gas natural desde Argentina. Como resultado de los problemas de abastecimiento de gas natural de Argentina, toda la producción de metanol en nuestras plantas en Chile desde junio de 2007 se ha producido con gas natural de Chile.

Nuestro objetivo principal es incrementar progresivamente la producción en las plantas de Chile con gas natural de proveedores en Chile. Nosotros estamos buscando oportunidades de inversión con la empresa estatal de energía Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), Geopark Chile Limited (Geopark) y otros para ayudar a acelerar la exploración y el desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Estamos trabajando con ENAP para el desarrollo de gas natural en el bloque Dorado Riquelme en el sur de Chile. Bajo este acuerdo, nosotros financiamos una participación del 50% en el bloque y, al 31 de diciembre de 2011, hemos contribuido con \$106 millones aproximadamente. En los últimos años, también hemos proporcionado \$57 millones en financiamiento a Geopark (de los cuales aproximadamente \$40 millones han sido pagados al 31 de diciembre 2011) para apoyar y acelerar las actividades de exploración y de desarrollo de gas natural de GeoPark en el sur de Chile. Geopark ha aceptado abastecernos con todo el gas natural proveniente del Bloque Fell, en el sur de Chile en virtud de un acuerdo de suministro exclusivo de diez años que comenzó en 2008.

Otras actividades de inversión también están apoyando la aceleración de actividades de exploración y desarrollo de gas natural en las zonas del sur de Chile. En los últimos años, el gobierno de Chile completó el proceso de licitación internacional para asignar áreas de exploración de gas natural y petróleo que están cerca a nuestras plantas, e informó de la participación de varias compañías internacionales de petróleo y gas. Para dos de los bloques de exploración, estamos participando en un consorcio con otras compañías internacionales de gas y petróleo con Geopark como el operador. Tenemos aproximadamente una participación del 15% en el consorcio y al 31 de diciembre de 2011, hemos contribuido \$9 millones para nuestra participación en los costos de exploración.

Durante el año 2011, aproximadamente el 75% de la producción total de las plantas chilenas fue producida con gas natural de los bloques Fell y Dorado Riquelme, con el gas natural restante suministrado por ENAP. La producción más baja de las instalaciones de Chile en 2011 en comparación con 2010 se debió principalmente a la disminución de la capacidad de entrega de los campos existentes. Al comenzar el año 2012, estábamos operando una planta a aproximadamente el 40% de su capacidad y estamos trabajando en estrecha colaboración con ENAP para gestionar durante la estacionalidad la demanda de gas con el objetivo de mantener las operaciones a través de la temporada de invierno en 2012.

Aunque se han realizado importantes inversiones en los últimos años en exploración y desarrollo de petróleo y gas natural en el sur de Chile, los plazos para aumentos significativos en la producción de gas son mucho más largos de lo que habíamos previsto inicialmente y los campos de gas existentes están experimentando agotamiento. Como resultado, las perspectivas a corto plazo para el suministro de gas en Chile sigue siendo un reto y estamos considerando también otros proyectos para aumentar la utilización de los activos chilenos. Estamos planeando reubicar una de las plantas ociosas de metanol en Chile con una capacidad de aproximadamente 1,0 millones de toneladas a Geismar, Louisiana y esperamos tomar la decisión final de inversión en el tercer trimestre de 2012 para contar con producción a finales de 2014. También seguimos examinando la viabilidad de la utilización de gasificación a carbón como una alternativa de materia prima en Chile. Consulte los Factores de Riesgo y Gestión de Riesgos - sección Chile en la página 30 para más información.

Nueva Zelanda

Durante 2010 y 2011, operamos una planta de metanol en el lugar de Motunui en Nueva Zelanda y produjimos 0,83 millones de toneladas de metanol al año. Recientemente hemos anunciado nuestro compromiso para reiniciar una segunda planta en Motunui a mediados de 2012, que proveerá hasta 0,65 millones de toneladas de capacidad adicional anual a nuestras operaciones en Nueva Zelanda. En apoyo del reinicio, hemos llegado a un acuerdo de suministro de gas de diez años que se espera proveerá hasta la mitad de los 1,5 millones de toneladas de capacidad anual de la planta de Motunui. Tenemos una planta adicional de 0,53 millones toneladas por año en el cercano sitio de Waitara Valle, que permanece ociosa. Esta planta dispone de un potencial adicional para incrementar la producción de Nueva Zelanda en función la dinámica del suministro y la demanda de metanol y la disponibilidad de gas natural, a precios competitivos. Seguimos buscando oportunidades para contratar suministro adicional de gas natural para nuestras plantas en Nueva Zelanda y también estamos buscando oportunidades para la exploración y desarrollo de gas natural en ese país. Tenemos un acuerdo con Kea Petroleum, una compañía de exploración y desarrollo de petróleo y gas, para explorar las áreas de la cuenca de Taranaki, que está cerca a nuestras plantas.

Trinidad

Nuestra participación patrimonial de las plantas de metanol en Trinidad representa aproximadamente 2,05 millones de toneladas de la capacidad de producción anual a costos competitivos. Las plantas de Titan y Atlas en Trinidad están bien situadas para abastecer los mercados en América del Norte y Europa, y están sustentadas por contratos "tomar-o-pagar" de compra de gas natural que expiran en 2014 y 2024, respectivamente, donde el precio del gas varía con los precios del metanol. Estas plantas produjeron un total de 1,60 millones de toneladas en 2011 en comparación con 1,78 millones de toneladas en 2010. Como resultado de una falla del equipo en julio de 2011, la planta Atlas operó a aproximadamente el 70% de su capacidad hasta que se cerró en enero de 2012 para un mantenimiento para completar la reparación.

Además, la producción en la planta de Titán fue inferior a la capacidad instalada, debido principalmente a las interrupciones no planificadas de mantenimiento y menores suministros de gas. Durante 2011, hemos tenido algunos recortes de gas natural en las plantas de Titán debido a un desajuste entre los compromisos y suministros de la Compañía Nacional de Gas de Trinidad (NGC) y la demanda de los clientes de NGC, que se hace evidente cuando existe un problema técnico. Estamos comprometidos con las principales partes interesadas para encontrar una solución a este problema, pero mientras tanto esperamos continuar experimentando algunos recortes de gas en la planta de Trinidad. Consulte los Factores de Riesgo y Gestión de Riesgos-Trinidad en la página 30 para más información.

Egipto

La nueva planta de metanol de 1.26 millones de toneladas por año en Egipto inició sus operaciones comerciales en marzo de 2011 y produjo 0,89 millones de toneladas (0,53 millones de toneladas sobre una base del 60%) en 2011. Tenemos una participación del 60% en esta planta y tenemos derechos de comercialización para el 100% de la producción. Esta instalación está bien situada para abastecer el mercado europeo y está respaldada por un acuerdo de compra de gas natural, a de 25 años con la modalidad tomar-o-pagar, donde el precio del gas varía de acuerdo con los precios del metanol.

Durante el año 2011, Egipto experimentó períodos de protestas contra el gobierno y disturbios civiles y en noviembre de 2011, por la seguridad y la tranquilidad de nuestros empleados, tomamos la decisión de reducir temporalmente las operaciones de la planta de metanol. Desde el reinicio en diciembre de la planta ha operado cerca de su capacidad instalada. Consulte la sección de Egipto, Factores de Riesgo y Gestión de Riesgos - en la página 31 para más información.

Medicine Hat

Nuestra planta de 0.47 millón de toneladas por año en Medicine Hat, Alberta, se reinició en abril de 2011 y ha funcionado bien desde entonces, produciendo 0,33 millones de toneladas de metanol en el 2011. Tenemos un programa establecido para comprar gas natural en el mercado de gas de Alberta, y creemos que la dinámica de gas natural a largo plazo en América del Norte apoyará la operación a largo plazo de esta planta.

COMO ANALIZAMOS NUESTRO NEGOCIO

Nuestras operaciones consisten en un solo segmento de operaciones - la producción y venta de metanol. Nosotros revisamos nuestros resultados operacionales, analizando los cambios en los componentes del EBITDA Ajustado (ver Mediciones Complementarias No GAAP en la página 41 para la descripción del EBITDA Ajustado y una conciliación con las mediciones más comparable de acuerdo con GAAPs), el impacto del mark-to-market de la compensación basadas en acciones, depreciación y amortización, gastos financieros, intereses y otros egresos e impuesto a la renta.

Además del metanol que producimos en nuestras plantas ("metanol producido- Methanex"), también compramos y revendemos metanol producido por terceros ("metanol comprado") y vendemos metanol en base a comisiones. Nosotros analizamos los resultados de todas las ventas de metanol en conjunto, excluyendo el volumen de ventas a base de comisiones. Los impulsores claves de los cambios en nuestro EBITDA Ajustado son el precio promedio realizado, los costos base caja y el volumen de ventas que se definen y calculan de la siguiente manera:

PRECIO	El cambio en nuestro EBITDA Ajustado como resultado de cambios en el precio promedio realizado, se calcula como la diferencia de un período a otro del precio de venta del metanol, multiplicado por el volumen total de ventas de metanol del período actual, excluyendo volumen de ventas en base a comisiones, más la diferencia de ventas en base a comisiones de un período a otro.
COSTOS BASE CAJA	El cambio en nuestro EBITDA Ajustado como resultado de cambios en costos base caja se calcula como la diferencia de un período a otro en costos base caja por tonelada multiplicado por el volumen de ventas de metanol, excluyendo las ventas a base de comisiones, en el período actual. Los costos base caja por tonelada es el promedio ponderado del costo base caja por cada tonelada de metanol de producción propia, Methanex-producido y el costo base caja por cada tonelada de metanol comprado. El costo base caja por cada tonelada de metanol de Methanex de producción propia incluye costos fijos absorbidos base caja por tonelada y costos variables base caja por tonelada. El costo base caja por cada tonelada de metanol comprado consiste principalmente del costo del metanol mismo. Además, el cambio en nuestro EBITDA Ajustado como consecuencia de los cambios en los costos base caja incluye los cambios de un periodo a otro de los costos fijos de producción no absorbidos, gastos consolidados de venta, gastos generales y administrativos y gastos fijos de almacenamiento y los costos de transporte.
VOLUMEN	El cambio en EBITDA Ajustado como resultado de cambios en el volumen de ventas se calcula como la diferencia de un periodo a otro en el volumen de ventas de metanol, excluyendo las ventas a base de comisiones multiplicado por el margen por tonelada del período anterior. El margen por tonelada en el período anterior es el margen promedio ponderado por tonelada de metanol de Methanex de producción propia y de metanol comprado. El margen por tonelada de metanol de Methanex de producción propia se calcula como el precio de venta por tonelada de metanol producido menos costos fijos absorbidos base caja por tonelada y costos variables base caja por tonelada. El margen por tonelada para el metanol comprado se calcula como el precio de venta por tonelada de metanol, menos el costo de metanol comprado por tonelada.

Somos propietarios de un 63,1% de la planta de metanol Atlas y comercializamos el 36,9% restante de su producción a través de un acuerdo a base de comisión libre. Nosotros contabilizamos esta inversión usando la consolidación proporcional, que se incluir el 63,1% de sus resultados en el rubro ventas y gastos con la porción restante del 36,9% incluido en ingresos por comisiones.

Somos propietarios del 60% de la planta de metanol de 1,26 millones de toneladas por año en Egipto y comercializamos el restante 40% de su producción a través de un acuerdo de comisión libre. Esta inversión es contabilizada bajo el método de consolidación, que se traduce en incluir el 100% de los ingresos y gastos en nuestros estados financieros, con el interés en la planta de metanol de los otros inversionistas minoritarios presentado como "interés minoritario". Para efectos del análisis de nuestro negocio, el EBITDA Ajustado y los flujos de efectivo de las actividades operacionales ajustados excluyen los montos asociadas con el 40% de interés minoritario, que se incluyen en ingresos por comisiones en forma consistente con la forma en que presentamos las instalaciones de Atlas.

RESULTADOS OPERACIONALES

(\$ MILLONES)

	2011	2010
Estado de resultados consolidado:		
Ventas	\$ 2,608	\$ 1,967
Costo de ventas y gastos operacionales, excluyendo el impacto del mark-to-market de la compensación basada en acciones	(2,128)	(1,676)
	480	291
Compuesto de:		
EBITDA ajustado (atribuible a los accionistas de Methanex) ¹	427	291
Montos atribuibles al interés minoritario	53	—
	480	291
Impacto del mark-to-market de la compensación basada en acciones	21	(19)
Utilidad en la venta de activos de Kitimat	—	22
Depreciación y amortización	(157)	(137)
Resultado operacional ¹	344	157
Gastos financieros	(62)	(31)
Intereses y otros egresos	2	2
Impuesto a la renta	(56)	(34)
Resultado neto	\$ 228	\$ 94
Resultado neto atribuible a los accionistas de Methanex	\$ 201	\$ 96

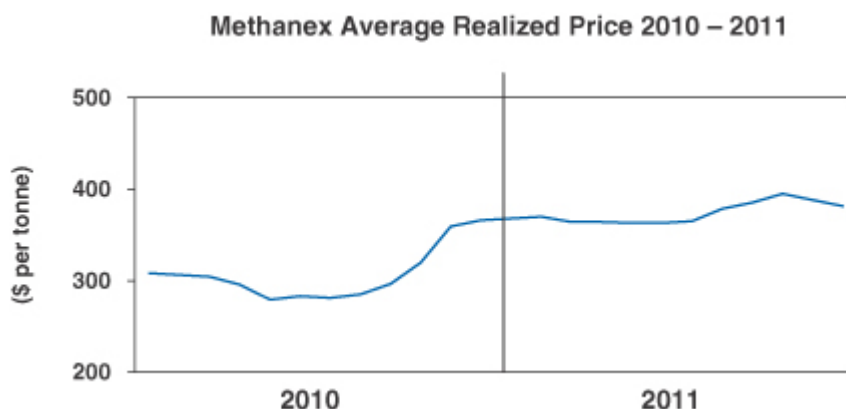
¹ Estos ítems son mediciones que no están de acuerdo a GAAPs y que no tienen un significado estandarizado de acuerdo a GAAPs y por lo tanto, no son comparables con mediciones similares presentadas por otras empresas. Refiérase a las Mediciones Complementarias que no están de acuerdo a GAAP de la página 41 para una descripción de cada medición no GAAPs y una conciliación con la medición GAAP más comparable.

Para el año 31 de diciembre de 2011, registramos un EBITDA Ajustado (atribuible a los accionistas de Methanex) de \$427 millones y una utilidad neta atribuible a los accionistas de Methanex Corporation de \$201 millones (\$2,16 dólares resultado neto básico por acción en base diluida). Esto se compara con un EBITDA Ajustado (atribuible a los accionistas de Methanex) de \$291 millones y un resultado neto atribuible a los accionistas de Methanex Corporation de \$96 millones (\$1,04 resultado neto básico por acción ordinaria y \$1,03 por acción en base diluida) para el año terminado el 31 de diciembre 2010. En nuestros resultados de 2010 se incluyó una ganancia inusual de \$22 millones producto de la venta de los activos de Kitimat. Consulte la página 42 para una conciliación del ingreso neto con los resultados netos antes de partidas extraordinarias.

Los siguientes análisis proporcionan una descripción de los cambios en las ventas, EBITDA Ajustado, impacto del mark-to-market de la compensación basada en acciones, depreciación y amortización, gastos financieros, intereses y otros egresos, e impuestos para 2011 en comparación con 2010.

Ventas

Existen muchos factores que afectan nuestros niveles de ingresos por ventas mundiales y regionales. El negocio del metanol es un producto básico mundial que se ve afectado por los fundamentos de la oferta y la demanda. Debido a la diversidad de los productos finales en los que se usa el metanol, la demanda de metanol depende en gran medida de los niveles de la producción industrial, el precio de la energía y los cambios en las condiciones económicas generales, las que pueden variar en los mercados internacionales más importantes de metanol.



Los ingresos por ventas para 2011 fueron de \$2,6 mil millones, comparado con \$2,0 mil millones en 2010. El aumento en las ventas fue principalmente debido a precios del metanol y volumen de ventas más altos en 2011, comparado con el 2010.

A pesar de las preocupaciones a lo largo de 2011 con respecto al estado de la economía mundial, estimamos que la demanda mundial de metanol, creció en aproximadamente un 7% en 2011 y actualmente es de 49 millones de toneladas sobre una base anualizada. Los aumentos en la demanda han sido impulsados tanto por derivados tradicionales como por las aplicaciones relacionadas con la energía en Asia (sobre todo en China). El volumen de ventas total creció, incluyendo volúmenes de ventas a comisiones, en aproximadamente un 8% en 2011, principalmente en antelación a la puesta en marcha de las plantas de Egipto y Medicine Hat.

La industria del metanol ha añadido 1,7 millones de toneladas de capacidad fuera de China en 2011, que consta de la planta nueva de 1,26 millones toneladas en Egipto y de nuestra planta de 0,47 millón de toneladas en Medicine Hat, Alberta, sin embargo, también hubo una serie de interrupciones planificadas y no planificadas. Las condiciones generales del mercado estuvieron equilibradas y esto llevó a un entorno de precios estables a lo largo de metanol 2011. Nuestro precio promedio realizado para el año 2011 fue de \$ 374 por tonelada, comparado con \$ 306 por tonelada en 2010.

La industria del metanol es altamente competitiva y los precios se ven afectados por los fundamentos de oferta y la demanda. Nosotros publicamos precios de referencia regionales sin descuento para cada mercado de metanol importante y estos precios publicados son revisados mensualmente o trimestralmente en base a los fundamentos de la industria y las condiciones del mercado. La mayoría de los contratos de nuestros clientes utilizan los precios de referencia publicados por Methanex como base para la fijación de precios, y ofrecemos descuentos a los clientes sobre la base de varios factores. Nuestro precio de referencia promedio sin descuento publicado para 2011 fue de \$440 por tonelada, comparado con \$356 por tonelada en 2010, y nuestro precio promedio realizado fue 15% y 14% más bajo, respectivamente, que el precio promedio sin descuentos publicado.

Distribución de Ingresos por Ventas

La distribución de las ventas para el 2011 y 2010 fue la siguiente:

(\$ MILLONES, EXCEPTO CUANDO SE INDIQUE)	2011		2010	
Canadá	\$	176	7%	\$ 142 7%
Estados Unidos		632	24%	470 24%
Europa		679	26%	454 23%
China		431	17%	351 18%
Corea		267	10%	216 11%
Otros Asia		155	6%	127 6%
América Latina		268	10%	207 11%
	\$	2,608	100%	\$ 1,967 100%

La distribución geográfica de nuestras ventas en 2011 fue similar a la de 2010.

EBITDA Ajustado (Atribuible a los Accionistas de Methanex)

Somos propietarios del 60% de la planta de metanol de 1,26 millones de toneladas por año en Egipto y contabilizada esta inversión bajo el método de consolidación, que se traduce en incluir el 100% de los ingresos y gastos en nuestros estados financieros, en donde el interés en la planta de metanol de los otros inversionistas minoritarios presentado como "interés minoritario". Nosotros analizamos el EBITDA Ajustado excluyendo los montos asociadas con el 40% de interés minoritario, que se incluyen en ingresos por comisiones en forma consistente con la forma que presentamos las instalaciones de Atlas.

A partir del año 2011, hemos modificado nuestra definición de EBITDA Ajustado para excluir el impacto del mark-to-market de elementos que influyen en la comparabilidad de nuestros resultados de un período a otro, que en la actualidad sólo incluyen el impacto del mark-to-market de la compensación basada en acciones, como resultado de cambios en el precio de nuestras acciones. Nosotros otorgamos premios basados en acciones como un elemento de compensación y, como se explica en más detalle en la página 22, algunos de estos premios son valorados a precios de mercado cada período con los cambios en el valor justo reconocidos en resultados por la proporción del servicio que se ha prestado a la fecha de presentación de informes. Creemos que excluyendo el impacto del mark-to-market de la compensación basada en acciones, como resultado de cambios en el precio de nuestras acciones ofrecerá a los lectores una mejor medida de la capacidad subyacente de la empresa para generar efectivo de operaciones y mejorar la comparabilidad de nuestros resultados de un período a otro. Una conciliación del cambio en la definición de EBITDA ajustado es la siguiente:

(\$ MILLONES)	2011		2010	
EBITDA ajustado, definido previamente	\$	448	\$	272
Impacto del mark-to-market de compensación basada en acciones		(21)		19
EBITDA ajustado (atribuible a los accionistas de Methanex)	\$	427	\$	291

El EBITDA Ajustado 2011 fue \$136 millones superior al EBITDA Ajustado 2010. Los principales impulsores de los cambios en nuestro EBITDA Ajustado son el precio promedio realizado, el volumen de ventas y los costos en efectivo, como se describe a continuación (consulte la sección Cómo Analizamos Nuestro Negocio en la página 17 para más información).

(\$ MILLONES)	2011 VS. 2010	
Precio promedio realizado	\$	454
Volumen de ventas		17
Total costos base caja		(335)
Aumento en EBITDA Ajustado	\$	136

Precio Promedio Realizado

Nuestro precio promedio realizado para el año terminado al 31 de Diciembre 2011 fue \$374 por tonelada comparado con \$306 por tonelada en 2010, y esto aumentó nuestro EBITDA Ajustado en \$454 millones (refiérase a la sección Ventas en la página 18 para mayor información).

Volúmenes de Ventas

Los volúmenes totales de ventas de metanol, excluyendo los volúmenes de ventas en comisión, para el año terminado el 31 de diciembre 2011 fueron 0.25 millones de toneladas más altos que en 2010, lo que resultó en un mayor EBITDA ajustado de \$17 millones. En el 2011 el volumen de ventas creció, principalmente en antelación de la puesta en marcha de las plantas de Egipto y de Medicine Hat.

Total Costos base Caja

El principal impulsor de los cambios en los costos totales base caja son los cambios en el costo del metanol que producimos en nuestras plantas (metanol producido por Methanex) y los cambios en el costo del metanol comprado de terceros (metanol comprado). Todas nuestras plantas de producción excepto Medicine Hat se sustentan en acuerdos de compra de gas natural con condiciones de precios que incluyen un componente base y uno variable. Nosotros complementamos nuestra producción con metanol producido por terceros a través de contratos de compras libres de metanol y compras en el mercado spot para cubrir las necesidades del cliente y apoyar nuestros esfuerzos de comercialización en los mercados mundiales.

Hemos adoptado el método de inventarios primero en entrar, primero en salir, y por lo general toma entre 30 y 60 días para vender el metanol que producimos o compramos. En consecuencia, los cambios en el EBITDA ajustado como resultado de cambios en los costos de metanol producido por Methanex y comprado dependerán de los cambios en los precios del metanol y el calendario de flujos de los inventarios.

Los costos base caja del metanol producido por Methanex y metanol comprado fueron mayores en \$335 millones en 2011 en comparación con 2010. Los principales cambios en costos base caja fueron los siguientes:

(\$ MILLONES)	2011 VS. 2010	
Methanex- costo metanol producido	\$	(144)
Costo metanol comprado		(200)
Proporción de ventas de metanol producido por Methanex		24
Otros, neto		(15)
Aumento en total costos base caja	\$	(335)

Costos del Metanol Producido por Methanex

El gas natural es la materia prima principal en nuestras plantas de producción de metanol y es el componente más importante del costo del metanol producido por Methanex. Nosotros compramos gas natural para nuestras plantas de Chile, Trinidad, Egipto y Nueva Zelanda bajo contratos de compra de gas natural donde las condiciones incluyen un componente de precio base y precio variable vinculado al precio del metanol para reducir nuestra exposición al riesgo de precios de productos básicos. El componente de precio variable de cada contrato de gas se ajusta por una fórmula relacionada con los precios del metanol por encima de un cierto nivel. Creemos que esta relación de precios les permite a estas plantas ser competitivas en todo el ciclo de precios del metanol. Los costos del metanol producido por Methanex fueron más altos en 2011 comparado con 2010 en \$144 millones, debido principalmente al impacto de precios del metanol más altos sobre nuestros costos de gas natural y la oportunidad de los flujos de inventarios. Para obtener información adicional acerca de nuestros acuerdos de gas natural, consulte la sección Resumen de las Obligaciones Contractuales y Compromisos Comerciales en la página 27.

Costos del Metanol Comprado

Un elemento clave de nuestra estrategia corporativa es el liderazgo mundial, y como tal hemos construido una posición de liderazgo en cada uno de los principales mercados mundiales, donde se vende el metanol. Nosotros complementamos nuestra producción con metanol comprado por medio de contratos de toma libre de metanol y en el mercado spot para cubrir las necesidades del cliente y apoyar nuestros esfuerzos de comercialización en los mercados mundiales. En la estructuración de los acuerdos de compra, buscamos oportunidades que ofrezcan sinergias con nuestra cadena de suministro existente que nos permite comprar metanol en la región con el menor costo. El costo del metanol comprado consiste principalmente en el costo del propio metanol, el que está directamente relacionado con el precio del metanol en el momento de la compra. Los precios promedios más altos de metanol en el 2011 aumentaron el costo de metanol comprado por tonelada y esto disminuyó el EBITDA Ajustado en \$200 millones en comparación con 2010.

Proporción de ventas de metanol producido por Methanex

El costo de metanol comprado está directamente vinculado al precio de venta del metanol al momento de la compra y el costo del metanol comprado es generalmente más alto que el costo de metanol producido por Methanex. En consecuencia, un aumento en la proporción de las ventas de metanol producido por Methanex resulta en una disminución en nuestra estructura de costo global para un período determinado. La proporción de las ventas de metanol producido por Methanex en el año terminado al 31 de diciembre de 2011 fue más alta en comparación con 2010 y esto aumentó el EBITDA Ajustado en \$24 millones. Hemos aumentado nuestra capacidad de producción en 2011 con la puesta en marcha de la nueva planta de metanol en Egipto y la reanudación de nuestra planta en Medicine Hat, Alberta. Los mayores volúmenes de ventas de estas plantas en 2011, fueron parcialmente compensados por menores ventas de metanol producido en nuestras plantas de Chile y Titán.

Otros, netos

Hemos experimentado una falla en el equipo en nuestras instalaciones de Atlas en julio de 2011 y operamos esta planta en torno al 70% de la capacidad para el resto del año. Nuestras operaciones están cubiertas por el seguro de interrupción de negocios y hemos registrado \$17 millones por el ingreso estimado de la póliza de seguro neto de deducibles relacionadas con el 2011 como resultado de este evento.

Nuestra inversión en la distribución global y en la infraestructura de suministro incluye una flota especial de buques oceánicos. Utilizamos estos buques para aumentar el valor para los clientes, proporcionando un suministro confiable y seguro y para optimizar los costos de la cadena de suministro global. Debido a la reducción significativa de los niveles de producción en Chile desde mediados de 2007, hemos tenido exceso de capacidad de transporte marítimo que está sujeta a los costos fijos de tiempo charter. Hemos tenido éxito en la mitigación de algunos de estos costos mediante la celebración de sub-charters y acuerdos de retorno con terceros. Sin embargo, el exceso de capacidad en el mercado petrolero mundial durante los últimos años ha hecho más difícil mitigar estos costos. Para el año terminado el 31 de diciembre 2011 en comparación con 2010, los fletes marítimos y otros costos de logística fueron superiores en \$15 millones principalmente como resultado de una menor recuperación de los gastos de retorno y mayores costos de combustible.

Otros costos base caja en el 2011 fueron \$17 millones más alto que en 2010, debido principalmente al impacto en nuestra estructura de costos de un dólar de los EE.UU. más débil y la oportunidad del reconocimiento de los costos fijos de fabricación en resultados. Nosotros asignamos al costo de inventario los costos fijos de fabricación basado en la capacidad de funcionamiento normal de nuestras plantas de fabricación. Durante el año 2011, principalmente como resultado de nuestras instalaciones en Chile y Trinidad que operaron bajo su capacidad de funcionamiento durante determinados períodos, una parte de los costos fijos de fabricación se cargaron directamente a resultados en lugar de inventario y esto disminuyó el EBITDA Ajustado en 2011.

Impacto del Mark-to-Market en la Compensación Basada en Acciones

Nosotros otorgamos premios basados en acciones como un elemento de compensación. Los gastos (recuperación), de compensación basada en acciones incluye una cantidad relacionada con el valor justo a la fecha de la subvención y el impacto mark-to-market, como resultado de los cambios posteriores en el precio de las acciones de la Compañía. El valor justo a la fecha de la subvención se incluye en el EBITDA Ajustado. El impacto del mark-to-market de la compensación basada en acciones, como resultado de cambios en el precio de la acción se excluye del EBITDA ajustado y se analiza por separado.

(\$ MILLONES, EXCEPTO MONTOS DE ACCIONES)	2011		2010
Precio de la acción de Methanex Corporation ¹	\$	22.82	\$ 30.40
Gasto valor justo a la fecha de la subvención incluido en EBITDA Ajustado		16	17
Impacto del Mark-to-market debido al cambio en el precio de la acción		(21)	19
Total gasto (recuperación) compensación basada en acciones	\$	(5)	\$ 36

¹ Precio de la acción de Methanex Corporation en US dólar según cotización del NASDAQ Global Market el último día de transacción del período respectivo.

Premios basados en acciones concedidos incluyen opciones sobre acciones, derechos sobre revalorización de acciones, derechos sobre la revalorización de acciones tándem, unidades diferidas de acciones, unidades de acciones restringidas y unidades de rendimiento de acciones.

Para las opciones sobre acciones, el costo se mide sobre la base de una estimación del valor justo en la fecha del otorgamiento utilizando el modelo de precio de la opción de Black-Scholes, y este valor justo a la fecha original se reconoce como gasto de compensación durante el período de devengo sin ninguna nueva medición del valor justo. En consecuencia, el gasto de compensación basada en acciones asociado con opciones sobre acciones no cambiaría significativamente de un período a otro.

A partir del año 2010, hemos otorgado derechos sobre revalorización de acciones (SARs) y derechos sobre revalorización de acciones en tándem (TSARs) para reemplazar las concesiones de opciones sobre acciones con el objetivo de reducir la dilución para los accionistas. Los SARs y TSARs son unidades que le otorgan a su tenedor el derecho a recibir un pago en efectivo al momento de ejercer el derecho por la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio, que se determina a la fecha de concesión. El valor justo del SARs y TSARs es remedido cada trimestre utilizando el modelo de precio de opciones de Black-Scholes, que considera el valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en el último día de transacción del trimestre.

Las unidades de acciones diferidas, restringidas y de rendimiento son subvenciones de acciones ordinarias nominales que se pueden canjear por efectivo en el momento del devengamiento basado en el valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y no son dilutivas para los accionistas. Las unidades de acciones de rendimiento tienen una característica adicional, donde el número máximo de unidades que se devenga será determinado por el retorno total de los accionistas de la Compañía en relación con un objetivo predeterminado durante el período de devengamiento. El número de unidades que finalmente se devengará estará en el rango del 50% al 120% de la concesión original. Para las unidades de acciones diferidas, restringidas y de rendimiento, el valor justo se mide inicialmente a la fecha de la concesión y, posteriormente, se remide en base al valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en el último día de transacciones de cada trimestre.

Para todos los premios basados en acciones, el valor justo a la fecha original se reconoce en resultados y en EBITDA Ajustado durante el período de devengo relacionado por la proporción del servicio que se ha prestado en cada fecha de reporte. Cualquier impacto del mark-to-market, como resultado de cambios posteriores en el precio de la acción también se reconoce en resultados durante el período de devengo respectivo de los derechos por la proporción del servicio que se ha prestado en cada fecha de reporte, pero se excluye del EBITDA Ajustado.

Depreciación y Amortización

La depreciación y amortización fue de \$157 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2011 en comparación con \$137 millones para el 2010. El aumento en los gastos de depreciación y amortización en el 2011 comparado con el 2010 se debió principalmente al comienzo de la depreciación relacionada con las plantas de metanol de Egipto (base 100%) y Medicine Hat y debido a una parte de la depreciación cargada directamente a resultados en lugar de ser cargada a inventario debido a la menor producción de nuestras plantas de Titán y Chile.

Gastos Financieros

(\$ MILLONES)	2011	2010
Gastos financieros antes de intereses capitalizados	\$ 69	\$ 69
Menos intereses capitalizados relacionados con la planta de Egipto en construcción	(7)	(38)
Gastos financieros	\$ 62	\$ 31

Los gastos financieros antes de intereses capitalizados fueron \$69 millones en los años terminados al 31 de diciembre 2011 y 2010. Los intereses capitalizados se refieren a los costos por intereses capitalizados durante la construcción de la planta de metanol de 1,26 millones de toneladas por año en Egipto (base 100%). La planta de metanol de Egipto, comenzó su producción a mediados de marzo de 2011 y, en consecuencia, dejamos de capitalizar los costos de intereses a partir de esta fecha.

Ingresos Financieros y Otros Egresos

Los ingresos financieros y otros egresos fueron \$2 millones para los años terminados al 31 de diciembre 2011 y 2010.

Impuesto a la Renta

Registramos un gasto de impuesto a la renta de \$56 millones para el año terminado el 31 de diciembre 2011 en comparación con \$34 millones para 2010. La tasa efectiva de impuestos para el año terminado al 31 de diciembre 2011 fue de aproximadamente 20% en comparación con 27% para el mismo periodo 2010. Entre los ingresos antes de impuestos para el año 2010 se incluye una ganancia antes y después de impuesto de \$22,2 millones en la venta de nuestros terrenos y activos del terminal en Kitimat, British Columbia. Excluyendo este ítem, la tasa efectiva de impuestos para el año 2010 fue de aproximadamente 32%.

Nosotros generamos la mayoría de nuestros resultados antes de impuesto en Trinidad, Egipto, Chile, Canadá y Nueva Zelanda. En Chile y Trinidad la tasa de impuesto estatutario es de 35% y en Egipto la tasa de impuesto estatutario es 25%. Nuestra planta Atlas en Trinidad tiene una exención parcial de impuesto a la renta corporativo hasta el año 2014. Durante el año terminado el 31 de diciembre 2011, nosotros ganamos una mayor proporción de resultados consolidados en Egipto, Canadá y Nueva Zelanda y una menor proporción de resultados consolidados en Chile y esto dio lugar a una menor tasa efectiva de impuesto en 2011 en comparación con 2010. Tenemos pérdidas tributarias disponibles y otras diferencias temporales en Canadá y Nueva Zelanda de \$304 millones y \$82 millones, respectivamente, las cuales no han sido reconocidas para efectos contables.

En Chile, la tasa de impuesto consiste en un impuesto de primera categoría que se paga cuando se devengan las utilidades y un impuesto adicional que se paga cuando las utilidades se distribuyen desde Chile. El impuesto adicional inicialmente se registra como gasto de impuesto a la renta diferido y posteriormente se reclasifica a gasto corriente de impuesto a la renta cuando las ganancias se distribuyen. Por consiguiente, el índice de gasto de impuesto a la renta del año/gasto total de impuesto a la renta depende en gran medida del nivel de retiros de efectivo distribuido desde Chile.

Para mayor información con respecto a impuestos a la renta, refiérase a la nota 16 de nuestros estados financieros consolidados del 2011.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

(\$ MILLONES)	2011	2010
Flujo de Caja de Actividades Operacionales:		
Flujo de caja en actividades operacionales antes de cambios capital de trabajo sin movimiento de fondos ¹	\$ 444	\$ 303
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo	36	(120)
	480	183
Flujo de Caja Actividades de Inversión:		
Activo fijo	(128)	(122)
Activos - Petróleo y gas	(30)	(24)
Geopark- financiamiento, neto	8	20
Ingresos por venta de activos	—	32
Otros, neto	—	(1)
Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de fondos relacionado con actividades de inversión	7	(2)
	(143)	(97)
Flujo de Caja Actividades Financieras:		
Pago de dividendos	(62)	(57)
Intereses pagados, incluyendo liquidación de tasa de interés de swap	(60)	(64)
Recaudación de deuda con garantías limitados	3	68
Prepago de deuda con garantías limitados	(50)	(31)
Cambio en cuenta reserva financiamiento de proyectos	(27)	—
Aporte de capital por intereses no controlados	19	26
Distribución a intereses minoritario	(8)	(1)
Recaudación sobre emisión de acciones en ejercicio de stock options	11	9
Prepago de arriendos financieros y otros pasivos a largo plazo	(6)	(12)
	(180)	(62)
Aumento de efectivo y efectivo equivalente	157	24
Efectivo y efectivo equivalente, fin de año	\$ 351	\$ 194

¹ Esta es una medida no-GAAP. Consulte la página 41 para una conciliación con la medida GAAP más comparables.

Aspectos Destacados Flujo de Caja

Flujo de Caja de Actividades Operacionales

Los flujos de efectivo de actividades operativas para el año terminado al 31 de diciembre de 2011, fueron \$480 millones en comparación con \$183 millones para 2010. El aumento en los flujos de efectivo de actividades operacionales se explica por mayores resultados netos antes de partidas extraordinarias, después de excluir depreciación y amortización, gastos de compensación basada en acciones y gastos financieros y los cambios en capital de trabajo no monetario. El siguiente cuadro muestra un resumen de estos elementos para 2011 y 2010:

(\$ MILLONES)	2011	2010
Resultado neto antes de partidas extraordinarias¹	\$ 228	\$ 72
Agregar (deducir) ítems sin movimiento de efectivo:		
Depreciación y amortización	157	137
Gasto por compensación basada en acciones	(5)	36
Costos financieros	62	31
Otros, neto	2	27
Flujos de efectivo de actividades operacionales antes de Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de fondos¹	444	303
Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de fondos:		
Cuentas por cobrar y otros	(59)	(64)
Inventarios	(44)	(52)
Gastos anticipados	2	(3)
Cuentas por pagar y provisiones, incluyendo pasivos a largo-plazo	137	(1)
	36	(120)
Flujo de Caja de Actividades Operacionales	\$ 480	\$ 183
Flujo de Caja de Actividades Operacionales Ajustado (atribuible a los accionistas de Methanex)¹	\$ 392	\$ 303

¹ Esta es una medida no-GAAP. Consulte la página 41 para una conciliación con la medida GAAP más comparables.

Para una discusión respecto de los cambios en los resultados netos antes de ítems extraordinarios, depreciación y amortización, gastos de compensación basados en acciones y gastos financieros, refiérase al análisis de nuestros resultados financieros en la página 18.

Los cambios en el capital de trabajo sin movimientos de fondos aumentaron los flujos de efectivo de actividades operacionales en \$36 millones para el año finalizado el 31 de diciembre 2011 en comparación con una disminución de los flujos de efectivo de actividades de operacionales de \$120 millones para el año terminado el diciembre 31, 2010. El cambio más significativo en el capital de trabajo sin movimientos de fondos para el año 2011 fue un aumento en cuentas por pagar y provisiones de \$137 millones como resultado de los mayores precios del metanol que dieron lugar a mayores cuentas por pagar de gas natural y cuentas por pagar por metanol comprado. Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar aumentaron tanto en 2011 y 2010, como resultado principalmente de mayores precios del metanol y mayor volumen de ventas. Los inventarios también aumentaron, tanto en 2011 y 2010, como resultado principalmente del impacto de mayores precios del metanol del metanol producido por Methanex y metanol comprado.

Los flujos ajustados de efectivo de actividades operacionales, que excluyen los montos asociadas con el 40% de participación no controladora en la planta de metanol en Egipto y cambios en el capital de trabajo sin movimientos de fondos, fueron \$392 millones y \$303 millones para 2011 y 2010, respectivamente (ver Medidas Complementarias no GAAP en la página 41 para una conciliación de los flujos de efectivo de actividades operacionales con los flujos de efectivo de actividades operacionales ajustados). El cambio en los flujos de efectivo ajustados de actividades operacionales entre 2011 y 2010 se debió principalmente a un mayor EBITDA Ajustado de \$136 millones. Consulte la página 19 para una discusión sobre el cambio en EBITDA Ajustado.

Flujo de Caja de Actividades de Inversión

En 2011, nuestras prioridades para la asignación de capital eran financiar el término del proyecto de metanol en Egipto y la reanudación de la planta de metanol de Medicina Hat, apoyar el desarrollo de gas natural en Chile e invertir para mantener la confiabilidad de nuestras plantas existentes.

Durante el año 2011, las adiciones de propiedad, planta y equipo ascendieron a \$128 millones. Los gastos de capital fueron de \$34 millones para terminar el proyecto de metanol en Egipto y \$40 millones para el reinicio de nuestra planta Medicine Hat, Alberta. Los restantes \$54 millones de desembolsos incluyen \$30 millones relacionados con las actividades de mantención mayor, catalizadores y otras actividades de mantenimiento, y \$24 millones de costos incurridos en relación con la reanudación esperada de una segunda planta en Motunui en 2012.

En 2011, incurrimos en \$18 millones relacionados con nuestra participación en los gastos del Dorado Riquelme y \$12 millones en con las iniciativas relacionadas al petróleo y gas en el sur de Chile. Tenemos un acuerdo con ENAP para invertir en exploración y desarrollo de gas natural en el bloque de exploración Dorado Riquelme en el sur de Chile. Bajo este acuerdo, nosotros financiamos una participación del 50% en el bloque y recibimos el 100% del gas natural producido en el bloque.

También tenemos acuerdos con GeoPark bajo el cual hemos proporcionado \$57 millones en financiamiento para apoyar y acelerar actividades de exploración y de desarrollo de gas natural de GeoPark en el sur de Chile. Durante 2011, GeoPark prepago aproximadamente \$8 millones, con lo que los reembolsos acumulados de este financiamiento ascienden a \$40 millones al 31 de diciembre de 2011. No tenemos obligaciones adicionales para proporcionar financiación a Geopark.

Flujo de Caja Actividades Financieras

Durante 2011, hemos aumentado nuestro dividendo trimestral regular en un 10% a \$0,17 por acción, a partir del dividendo a pagar el 30 de junio de 2011. El total de pagos de dividendos en 2011 fueron \$62 millones comparado con \$57 millones en 2010.

Tenemos deudas con garantías limitadas por un total de \$530 (base 100%) para la planta de metanol en Egipto, que está completamente girada al 31 de diciembre de 2010. Durante 2011, las cuentas de reserva para financiamiento de proyectos relacionadas con las deudas con garantías limitadas se incrementaron en \$27 millones.

Durante 2011, pagamos \$32 millones de nuestra deuda con garantías limitadas de Egipto, \$16 millones de la deuda con garantías limitadas de Atlas y \$2 millones de otras deudas con garantías limitadas en comparación con pagos totales en 2010 de \$31 millones.

La deuda con garantías limitadas de Egipto devenga intereses a la tasa LIBOR más un margen. Hemos entrado en contratos swap de tasa de interés para canjear los pagos de intereses basados en LIBOR por un promedio total de tasa de interés fija de 4,8% más un margen para aproximadamente el 75% de la deuda con garantías limitadas de Egipto para

el período 31 de marzo de 2015 (refiérase a la sección Instrumentos Financieros en la página 29 para más información). Las liquidaciones en efectivo relacionadas con estos contratos swap de tasas de interés durante 2011 y 2010 fueron aproximadamente \$16 millones y \$16 millones, respectivamente, y se incluyen en el rubro intereses pagados.

Durante el año 2011, hemos recibido ingresos por \$11 millones en la emisión de 0,6 millones de acciones ordinarias de opciones sobre acciones.

Liquidez y Capitalización

Mantenemos políticas financieras conservadoras y nos enfocamos en mantener nuestra solidez y flexibilidad financiera a través de una gestión financiera prudente. Nuestros objetivos al administrar nuestra liquidez y capital son para proporcionar flexibilidad y capacidad financiera para cumplir con nuestros objetivos estratégicos, proporcionar una rentabilidad adecuada a los accionistas de acuerdo con el nivel de riesgo, y devolver superávit de efectivo por medio de una combinación de dividendos y recompras acciones

El siguiente cuadro proporciona información sobre nuestra posición de liquidez y capitalización al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, respectivamente:

(\$ MILLONES, EXCEPTO CUANDO SE INDIQUE LO CONTRARIO)	2011	2010
Liquidez:		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 351	\$ 194
Líneas de crédito no utilizadas	200	200
Total liquidez	551	394
Capitalización:		
Pagarés no garantizados	349	348
Deudas con garantías limitadas, incluyendo porción corto plazo	554	599
Deuda total	903	947
Interés minoritario	197	156
Patrimonio	1,405	1,253
Total capitalización	\$ 2,505	\$ 2,356
Total deuda a capital¹	36%	40%
Deuda neta a capital²	26%	35%

¹ Definida como deuda total dividida por la capitalización total (incluye el 100% de la deuda relacionada con la planta de metanol de Egipto)

² Definida como deuda total menos efectivo y efectivo equivalente, dividido por la capitalización total menos efectivo y efectivo equivalente (incluye el 100% de la deuda relacionada con la planta de metanol de Egipto)

Nosotros administramos nuestra liquidez y estructura de capital y hacemos ajustes a la luz de cambios en las condiciones económicas, los riesgos inherentes a nuestras operaciones y los requerimientos de capital para mantener y hacer crecer nuestro negocio. Las estrategias que empleamos incluyen la emisión o el pago de pasivos corporativos generales, la emisión de deuda para proyecto, la emisión de capital, el pago de dividendos y la recompra de acciones.

Nosotros no estamos sujetos a ningún tipo de requerimiento de capital y no tenemos compromisos de vender o emitir acciones ordinarias, excepto en virtud de las opciones de acciones vigentes de los empleados.

Operamos en una industria altamente competitiva y creemos que es conveniente mantener un balance general conservador y mantener flexibilidad financiera. Al 31 de Diciembre 2011 tenemos un sólido balance general con un saldo de efectivo de \$351 millones, incluye \$37 millones relacionado con el interés minoritario en Egipto, y contamos con un crédito no girado de \$200 millones. Nosotros solo invertimos efectivo en instrumentos altamente clasificados con vencimiento de tres meses o menos para asegurar el mantenimiento del capital y liquidez apropiada.

Al 31 de diciembre de 2011, nuestra deuda a largo plazo incluye \$350 millones en documentos no garantizados (\$200 millones que vencen en 2012 y \$150 millones que vencen en 2015), \$483 millones relacionado con la deuda con garantías limitadas de Egipto y \$65 millones relacionados con nuestra deuda con garantías limitadas de Atlas. Con posterioridad al 31 de diciembre de 2011, emitimos \$250 millones en bonos no garantizados que vencen en 2022.

Tenemos provisiones de ciertas cláusulas de incumplimiento y mora en nuestras obligaciones de deuda a largo plazo, y también tenemos ciertas cláusulas que pudiera restringir el acceso a facilidades de crédito. La deuda con garantías limitadas de Egipto contienen un acuerdo de completar al 31 de marzo de 2013, ciertas inscripciones de títulos de propiedad e hipotecas relacionadas que requieren una acción por parte de entidades del gobierno egipcio. No creemos que la finalización de estos elementos sea material. Para obtener información adicional, vea la nota 8 de los estados financieros consolidados de la Compañía para más información.

Al 31 de diciembre de 2011, la administración cree que la Compañía estaba en cumplimiento con todas las cláusulas y disposiciones de incumplimiento relacionadas con sus obligaciones de deuda a largo plazo.

Nuestros gastos previstos de mantenimiento del capital dirigida a reparaciones mayores, rotaciones y cambios de catalizador para las operaciones en curso se estiman aproximadamente en \$60 millones para el período y hasta el final de 2012. También recientemente nos hemos comprometido a reiniciar una segunda planta en Nueva Zelanda con un costo de capital futuro estimado en \$ 60 millones.

Como se mencionó anteriormente, estamos focalizados en lograr mayor acceso a gas natural para aumentar la producción en nuestras plantas existentes en Chile y Nueva Zelanda. Estamos trabajando con ENAP en el bloque Dorado Riquelme en el sur de Chile y con Kea, en la cuenca de Taranaki en Nueva Zelanda. Para 2012, esperamos que nuestra participación en el total de las contribuciones para la exploración y el desarrollo de petróleo y gas en Chile y Nueva Zelanda sea de aproximadamente \$60 millones.

Creemos que estamos bien posicionados para cumplir con nuestros compromisos financieros y continuar invirtiendo para hacer crecer nuestro negocio.

Resumen de Obligaciones Contractuales y Compromisos Comerciales

Un resumen de los montos y fechas estimadas de los flujos de caja relacionados con las obligaciones contractuales y compromisos comerciales al 31 de diciembre 2011 son como sigue:

(\$ MILLONES)		2012	2013-2014	2015-2016	DESPUES 2016	TOTAL
Pagos de deuda a largo plazo	\$	251	\$ 115	\$ 253	\$ 299	\$ 918
Obligaciones por intereses deuda a largo plazo		49	66	35	38	188
Pagos de otras obligaciones a largo plazo		21	89	18	91	219
Gas natural y otros		248	323	204	1,233	2,008
Obligaciones leasing operativo		136	200	137	340	813
	\$	705	\$ 793	\$ 647	\$ 2,001	\$ 4,146

Esta tabla no incluye costos de gastos de mantención de capital planificados, costos por contratos de compras de consumo libre de metanol u otras obligaciones con vencimientos originales de menos de un año. Tenemos contratos de suministro con vencimientos entre 2017 y 2025 con proveedores argentinos para suministro de gas natural de Argentina por una parte significativa de la capacidad de nuestras plantas en Chile. Hemos excluido estas obligaciones de compra potenciales de la tabla anterior. Desde junio de 2007, nuestros proveedores de gas natural de Argentina han cortado todo el suministro de gas a nuestras plantas en Chile, en respuesta a diversas acciones del Gobierno argentino, incluyendo la imposición de un gran aumento en los impuestos sobre las exportaciones de gas natural. En las circunstancias actuales, no esperamos recibir ningún suministro de gas natural de Argentina.

Pagos de Deudas a Largo Plazo e Intereses

Tenemos \$200 millones de pagarés no garantizados que vencen en el año 2012 y \$150 millones de pagarés no garantizados que vencen en el año 2015. El resto de los pagos por deuda representan el total del pago esperado de capital relacionado con el proyecto en Egipto, y nuestra participación proporcional en los pagos de capital relacionado con el endeudamiento con garantías limitadas del financiamiento de Atlas y otras deudas con garantías limitadas. Las obligaciones por intereses relacionadas con deudas a largo plazo con tasa de interés variable, han sido calculadas utilizando las tasas de interés vigentes al 31 de diciembre de 2011. Para mayor información, consulte la nota 8 de nuestros estados financieros consolidados 2011.

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2011, emitimos \$ 250 millones en bonos no garantizados a una tasa de interés del 5,25% con vencimiento en 2022 (rendimiento efectivo 5,30%). Estos bonos y los pagos de intereses asociados están excluidos de la tabla anterior.

Pagos de otras Obligaciones a Largo Plazo

Los pagos de otras obligaciones a largo plazo representan las fechas de pagos contractuales o, si no se conocen las fechas, hemos calculado el plazo de pago basándonos en las expectativas de la administración.

Gas Natural y Otros

Tenemos compromisos bajo contratos "tomar-o-pagar" para comprar cantidades anuales de gas natural y pagar por la capacidad de transporte relacionada con este gas natural. También tenemos contratos "tomar-o-pagar" para comprar oxígeno y otros requerimientos de materias primas. "Tomar-o-pagar" significa que estamos obligados a pagar por el suministro, independientemente de si tomamos la entrega. Tales compromisos son normales en la industria del metanol. Estos contratos generalmente estipulan una cantidad que está sujeta a condiciones "tomar-o-pagar" que es inferior a la cantidad máxima a la que tenemos derecho. Los montos presentados en la tabla representan sólo las cantidades mínimas "tomar-o-pagar".

La mayoría de los contratos de suministro de gas natural para nuestros activos en Chile, Trinidad, Egipto y Nueva Zelanda son contratos tomar-o-pagar, expresados en dólares de Estados Unidos e incluyen componentes de precio base y variable para reducir el riesgo de precio del producto. El componente variable del precio de cada contrato de gas se ajusta mediante una fórmula relacionada con los precios del metanol por sobre un cierto nivel. Creemos que esta relación de precios hace que estas plantas sean competitivas en todos los puntos del ciclo de precio del metanol y proporciona a los proveedores de gas un atractivo retorno. Los montos que se muestran en la tabla por estos contratos representan sólo el componente precio base.

Tenemos un programa establecido para la compra de gas natural en el mercado de gas en Alberta y creemos que la dinámica a largo plazo de gas natural en América del Norte apoyará la operación a largo plazo de esta planta. En el cuadro anterior, hemos incluido estos compromisos de gas natural según los volúmenes y precios contractuales.

Las obligaciones por contratos de suministro de gas natural para nuestras plantas en Chile incluidas en la tabla anterior se relacionan con los contratos de gas natural con ENAP que es la compañía de energía estatal chilena. Estos contratos representan actualmente alrededor del 20% de las necesidades de gas natural para nuestras plantas en Chile operando de acuerdo a la capacidad instalada. Estos contratos tienen un componente base y un componente de precio variable que son determinados con referencia al promedio publicado de los últimos 12 meses de los precios de metanol en la industria de metanol y tienen fecha de vencimiento entre 2017 al 2025. En los últimos años, ENAP ha entregado menos que la cantidad total de gas natural que esta obligado contractualmente a entregar en virtud de los contratos anteriores.

Tenemos un acuerdo con ENAP para acelerar la exploración y desarrollo de gas natural en el bloque de exploración Dorado Riquelme en el sur de Chile. Según el acuerdo, financiamos una participación en el bloque del 50% y tomamos todo el gas natural producido en el bloque Dorado Riquelme. También tenemos un acuerdo con Geopark para comprar todo el gas natural producido por Geopark en el Bloque Fell en el sur de Chile por un período de 10 años. El precio bajo estos contratos tiene un componente base y uno variable determinado con referencia a un promedio de 3 meses de los precios del metanol en la industria. No podemos determinar la cantidad de gas natural que será comprado en virtud de estos contratos en el futuro y, en consecuencia, no se ha incluido ningún monto en la tabla anterior.

En Trinidad, también tenemos contratos de suministro "tomar-o-pagar" de gas natural, oxígeno y otros requerimientos de materias primas y estos han sido incluidos en la tabla anterior. El componente variable de nuestros contratos de gas natural en Trinidad está determinado por el promedio de precios del metanol publicado cada trimestre y el precio base aumenta en el tiempo. Los contratos de suministro de gas natural y oxígeno para Titán y Atlas vencen en el 2014 y 2024, respectivamente.

Tenemos los derechos de comercialización para el 100% de la producción de nuestras plantas de propiedad conjunta (la planta de Atlas en Trinidad en el que tenemos una participación de 63.1% y la nueva planta en Egipto en el que tenemos una participación del 60%), que se traduce en compromisos de compras adicionales de 1,2 millones de toneladas por año de suministro de metanol de toma libre cuando estas plantas operen a plena capacidad. Al 31 de diciembre de 2011, también tenemos compromisos de compra anual de metanol con otros proveedores en virtud de contratos de toma libre de aproximadamente 0.54 millones de toneladas para 2012. La fijación de precios en

virtud de los compromisos de compra relacionadas con nuestro derechos de comercialización del 100% de nuestras plantas de propiedad conjunta y los compromisos de compra con otros proveedores se asocian al precio de referencia al momento de la compra o venta, y, en consecuencia, no se han incluido en el cuadro anterior.

Compromisos de Leasing Operacional

La mayoría de estos compromisos están relacionados con los convenios de fletamento de buques con plazo de hasta 15 años. Estos buques de fletamento cumplen con la mayoría de nuestros requerimientos de embarques oceánicos.

Acuerdos Fuera del Balance

Al 31 de diciembre de 2011, no tenemos ningún acuerdo fuera del balance general, como lo definen los reguladores de valores aplicables en Canadá y Estados Unidos, que tengan, o puedan tener, un efecto material actual o futuro en nuestros resultados operacionales o posición financiera.

Instrumentos Financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que da origen a un activo financiero para una parte y un pasivo financiero o instrumento de capital para la otra parte. Los instrumentos financieros son medidos ya sea al costo amortizado o valor justo. Las inversiones, préstamos y créditos y otros pasivos financieros mantenidos hasta su vencimiento son medidos al costo amortizado. Los activos y pasivos financieros y activos financieros disponibles para la venta mantenidos para comercialización se miden valor justo a la fecha de balance. Cada cierto tiempo firmamos contratos de instrumentos financieros derivados para limitar nuestra exposición a la volatilidad de los tipos de cambio y tasas de interés variable, y para contribuir a los logros de estructura de costo y metas de ingresos. Mientras permanezcan vigentes, el valor justo de los instrumentos financieros derivados fluctuará basado en los cambios en los tipos de cambio y tasas de interés variable. Los instrumentos financieros derivados son clasificados como mantenidos para comercialización y se registran en el balance general a valor justo a menos que estén liberados. Los cambios en el valor justo de instrumentos derivados financieros se registran en resultados a menos que sean designados como coberturas de flujo de caja.

El siguiente cuadro muestra el valor registrado de cada una de nuestras categorías de activos y pasivos financieros y la cuenta de balance relacionada al 31 de diciembre de 2011 y el 31 de diciembre de 2010:

(\$ MILLONES)	2011		2010
Activos financieros:			
Préstamos y cuentas por cobrar:			
Efectivo y efectivo equivalente	\$	351	\$ 194
Cuentas por cobrar y otros, excluye porción corto plazo financiamiento GeoPark		333	273
Provisión incobrable financiamiento proyecto incluido en otros activos		40	12
GeoPark financiamiento, incluye porción corto plazo		18	26
Total activos financieros¹	\$	742	\$ 505
Pasivos financieros:			
Otros pasivos financieros:			
Cuentas por pagar, otros y provisiones	\$	306	\$ 232
Pagos gas diferido incluidos en otros pasivos a largo-plazo		51	—
Deuda a largo plazo, incluye porción corriente		903	947
Pasivos financieros mantenidos para la venta:			
Instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja ²		42	43
Total pasivos financieros	\$	1,302	\$ 1,222

¹ El valor libro de los activos financieros representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito en los periodos respectivos.

² En relación a la inversión en Egipto tenemos swaps de tasas de interés designados como coberturas de flujo de efectivo y éstos se miden al valor justo sobre la base de modelos de valuación aceptadas de la industria e información obtenida de los mercados de activos.

Al 31 de diciembre 2011 todos los instrumentos financieros se registran en el balance general a su costo amortizado con la excepción de instrumentos financieros derivados que se registran a valor justo.

La línea de crédito con garantías limitadas de Egipto está sujeta a un interés tasa LIBOR más un delta. La Compañía ha firmado contratos swap de tasa de interés, que cubren los pagos de interés base LIBOR por una tasa LIBOR fija de 4,8% en promedio más un delta, sobre aproximadamente el 75% de la deuda con garantías limitadas de Egipto para el periodo hasta 31 de marzo 2015.

Estos contratos swap de tasa de interés tienen un monto notional vigente de \$367 millones al 31 de diciembre 2011. El monto notional disminuye durante el periodo esperado de pago del crédito con garantías limitadas de Egipto. Al 31 de diciembre 2011 estos contratos swap de tasa de interés, tienen un valor justo negativo de \$42 millones (al 31 de diciembre 2010 - \$43 millones negativo), registrados en otros pasivos a largo plazo. El valor justo de estos contratos swap de tasa de interés fluctuará hasta su vencimiento. Los cambios en el valor justo de instrumentos financieros designados como cobertura de flujo de caja han sido registrados bajo el rubro otros ingresos integrales.

FACTORES DE RIESGO Y ADMINISTRACION DEL RIESGO

Estamos sujetos a riesgos que requieren un manejo prudente. Creemos que los siguientes riesgos, además de aquellos que se describen en el capítulo Estimaciones Contables Críticas en la página 38, están dentro de los más importantes para entender los problemas que enfrenta nuestro negocio y nuestro enfoque en el manejo de los riesgos.

Seguridad en el Suministro y Precio del Gas Natural

El gas natural es la principal materia prima para producir el metanol y representa una parte importante de nuestros costos operacionales. Por consiguiente, nuestros resultados de las operaciones dependen en gran medida de su disponibilidad y seguridad del suministro y del precio del gas natural. Si por cualquier motivo no podemos obtener suficiente gas natural para cualquiera de nuestras plantas en términos comercialmente viables, o si experimentamos interrupciones en el suministro del gas natural contratado, podríamos vernos forzados a reducir la producción o cerrar plantas, lo que tendría en efecto adverso en nuestros resultados operacionales y posición financiera.

Chile

Tenemos cuatro plantas de metanol en Chile, con una capacidad de producción total de 3,8 millones de toneladas por año. A pesar de que tenemos contratos de suministro de gas natural de largo plazo vigentes que nos da derecho a recibir la mayoría de nuestro requerimiento total de gas natural en Chile de proveedores en Argentina, estos proveedores han suspendido todo el suministro de gas a nuestras plantas en Chile desde mediados de junio de 2007 en respuesta a diferentes acciones del gobierno argentino, incluyendo la imposición de un gran aumento de los impuestos sobre las exportaciones de gas natural desde Argentina. Desde entonces hemos venido operando nuestras plantas en Chile muy por debajo de la capacidad de producción total. No tenemos conocimiento de ningún plan por parte del gobierno de la Argentina para eliminar o reducir este impuesto. En las circunstancias actuales, no esperamos recibir ningún suministro de gas natural desde Argentina.

En los últimos años, ENAP, nuestro principal proveedor en Chile, nos ha entregado menos cantidad de gas que la cantidad total de gas natural que estaba comprometido a entregarnos, debido principalmente a la disminución de las tasas de producción de los pozos existentes. El déficit en el suministro de gas natural de ENAP es generalmente mayor en el invierno del hemisferio sur debido a la necesidad de satisfacer la creciente demanda de usos residenciales en la región. Estamos dedicados a buscar suministro

adicional de gas para nuestras plantas en Chile de proveedores en Chile, como se explica en más detalle en el Resumen de la Producción - sección de Chile en la página 15. Estamos buscando oportunidades de inversión con ENAP, GeoPark y otros para ayudar a acelerar la exploración y el desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Además, en los últimos años el Gobierno de Chile ha completado procesos de licitación internacional para asignar áreas de exploración de gas natural que se encuentran cerca de nuestras plantas y anunció la participación de varias compañías internacionales de petróleo y gas.

Al comenzar el 2012, estábamos operando una planta al 40% aproximadamente de su capacidad en nuestro sitio de Chile. Estamos trabajando muy de cerca con ENAP para gestionar la estacionalidad de la demanda de gas con el objetivo de ser capaces de mantener nuestras operaciones en toda la temporada de invierno del hemisferio sur en 2012. La tasa de operación futura de nuestro sitio en Chile depende principalmente de las tasas de producción de los actuales campos de gas natural, el nivel de las entregas de gas natural de las futuras actividades de exploración y desarrollo en el sur de Chile y la demanda de gas natural para uso residencial que es mayor en el invierno del hemisferio sur. No podemos ofrecer garantías sobre las tasas de producción de campos existentes de gas natural o que nosotros o que, ENAP, GeoPark u otros tendrán éxito en la exploración y desarrollo de gas natural o que vamos a obtener mayor cantidad de gas natural de proveedores en Chile en términos comercialmente aceptables. Como resultado de ello, no podemos ofrecer garantías sobre el nivel de suministro de gas natural o si vamos a ser capaces de contar con fuentes suficientes de gas natural para operar cualquier planta en Chile o que vamos a tener suficientes flujos de efectivo futuros de Chile para apoyar el valor libro de nuestros activos chilenos, y que esto no va a tener un impacto adverso en nuestros resultados de operaciones y condición financiera.

Trinidad

El gas natural para nuestras dos plantas productivas de metanol en Trinidad, con una capacidad de producción total de 2,05 millones de toneladas por año, es suministrado bajo contratos a largo plazo de la Compañía Nacional de Gas de Trinidad y Tobago Limited. Los contratos de Titán y Atlas vencen en 2014 y 2024, respectivamente. Aunque Titán y Atlas se encuentran cerca de otras reservas de gas natural en Trinidad, que creemos podrían ser una fuente de suministro después de la expiración de los contratos de suministro de gas natural, no podemos dar garantías de que seremos capaces de asegurar el acceso a gas natural bajo contratos a largo plazo en términos comercialmente aceptables y que esto no va a tener un impacto adverso en nuestros resultados de operaciones y posición financiera.

Durante el año pasado, los grandes consumidores industriales en Trinidad, incluyendo nuestra planta Titan, experimentaron reducciones periódicas de suministro de gas natural debido a un desajuste entre los compromisos de abastecimiento de la Compañía Nacional de Gas de Trinidad (NGC) y la demanda de los clientes de NGC, que se pone de manifiesto cuando un problema técnico surge. Estamos comprometidos con las principales partes interesadas para encontrar una solución a este problema, pero mientras tanto esperamos continuar experimentando algunos recortes de gas a nuestras plantas de Trinidad. No podemos ofrecer garantías de que no vamos a experimentar cortes más largos o mayores que las reducciones anticipadas debido a los cortes o por otros motivos en Trinidad, y que estos cortes no serán significativos y que esto no tendría un impacto adverso en nuestros resultados de operaciones y posición financiera.

Nueva Zelanda

Tenemos tres plantas en Nueva Zelanda, con una capacidad total de producción de hasta 2,23 millones de toneladas por año. Dos plantas están situadas en Motunui y la tercera se encuentra en Waitara Valle. En el año 2004 dejamos las dos plantas en Motunui ociosas, pero seguimos operando con la planta de Waitara Valle. Como resultado de mejoras en la disponibilidad de gas natural y capacidad de entrega en octubre de 2008, reiniciamos la planta Motunui de 0,85 millones de toneladas por año y se declaró ociosa la planta Waitara Valle de 0,53 millones de toneladas por año. Recientemente hemos anunciado nuestro compromiso para reiniciar una segunda planta en Motunui a mediados de 2012, que agregará 0,65 millones de toneladas de capacidad anual adicional a nuestras operaciones en Nueva Zelanda. En apoyo de la reanudación, hemos firmado un contrato de suministro de gas de diez años que se espera suministre hasta la mitad de los 1,5 millones de toneladas de capacidad anual de la planta Motunui. Tenemos una planta adicional de 0,53 millones toneladas por año cerca de la planta Waitara Valle, que permanece ociosa. Esta planta dispone de un potencial adicional para incrementar la producción de Nueva Zelanda en función de la dinámica de la oferta y la demanda de metanol y la disponibilidad de gas natural, a precios competitivos.

Seguimos buscando oportunidades para contratar suministro adicional de gas natural para nuestras plantas en Nueva Zelanda y estamos llevando a cabo también oportunidades de exploración y desarrollo de gas natural en ese país. Tenemos un acuerdo con Kea Petroleum, una compañía de exploración y desarrollo de petróleo y gas, para explorar áreas de la cuenca de Taranaki, que está cerca de nuestras plantas.

La operación futura de nuestras plantas de Nueva Zelanda depende de la oferta y la demanda de metanol de la industria, la capacidad de nuestros proveedores contratados para cumplir con sus compromisos, la disponibilidad de gas natural en términos comercialmente aceptables, y el éxito de las actividades exploración y desarrollo en curso. No podemos ofrecer garantías de que vamos a ser capaces de asegurar gas adicional para nuestras plantas en términos comercialmente aceptables o que las actividades de exploración y desarrollo en curso en Nueva Zelanda serán exitosas para permitir que nuestras operaciones operen a plena capacidad.

Egipto

El gas natural para la planta de 1,26 millones de toneladas por año en Egipto, que comenzó su producción comercial en marzo de 2011, es suministrada bajo un único contrato a largo plazo con la empresa estatal Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS). El gas natural es suministrado a esta planta de la misma red de gas que entrega suministros de gas a otros usuarios industriales en Egipto, así como a la población egipcia en general y, en consecuencia, el suministro de gas natural en virtud de este contrato a largo plazo se podría ver afectado por el equilibrio de la oferta y la demanda de gas natural en Egipto. No puede haber ninguna garantía de que no vamos a experimentar cortes del suministro de gas natural, que podría tener un impacto adverso en nuestros resultados de operaciones y posición financiera.

Consulte también la sección de Operaciones Extranjeras en la página 34.

Canadá

Hemos reiniciado nuestra planta de 0,47 millones de toneladas al año en Medicine Hat, Alberta, Canadá. Tenemos un programa establecido para la compra de gas natural en el mercado de gas natural de Alberta y creemos que la dinámica de gas natural a largo plazo en América del Norte apoyará la operación a largo plazo de esta planta. La operación futura de nuestra planta de Medicine Hat depende de la oferta y la demanda de la industria de metanol y de nuestra capacidad para garantizar gas natural suficiente en términos comercialmente aceptables. No puede haber ninguna garantía de que seremos capaces de asegurar el gas natural suficiente para nuestras plantas de Medicine Hat en condiciones comercialmente aceptables y que esto no podría tener un impacto adverso en nuestros resultados de operaciones y posición financiera.

Precio Cíclico del Metanol y Oferta y Demanda del Metanol

El negocio del metanol es una industria de productos básicos altamente competitiva y los precios se ven afectados por los principios básicos de la oferta y la demanda. Los precios del metanol históricamente han sido, y se espera que sigan así, caracterizado por un movimiento cíclico importante. Se espera que se construyan nuevas plantas de metanol lo que aumentará la capacidad de producción general. También puede haber suministro de metanol adicional disponible en el futuro si se ponen en funcionamiento las plantas de metanol que han estado cerradas, se realizan expansiones importantes en las plantas existentes o se elimina el cuello de botella en otras para aumentar su capacidad de producción. Históricamente, las plantas de más alto costo se han cerrado o dejado ociosas cuando los precios del metanol están bajos, pero nadie puede asegurar que esta tendencia se mantenga en el futuro. La demanda por metanol depende en gran parte de los niveles de producción industrial, de los cambios en las condiciones económicas generales y precios de la energía.

Nosotros no podemos predecir los niveles futuros de oferta y demanda del metanol, las condiciones de mercado, la actividad económica mundial, los precios del metanol o los precios de la energía, todos los cuales se ven afectados por un número de factores que están fuera de nuestro control. Debido a que el metanol es el único producto que producimos y comercializamos, una reducción en el precio del metanol tendría un efecto adverso en los resultados de nuestras operaciones y posición financiera.

Condiciones Económicas Globales

Las condiciones económicas globales volátiles en los últimos años han añadido importantes riesgos e incertidumbres a nuestro negocio, incluyendo los riesgos e incertidumbres relacionados con la oferta y demanda mundial de metanol, su impacto en los precios del metanol, los cambios en los mercados de capitales y sus efectos correspondientes sobre nuestras inversiones, nuestra capacidad para acceder a créditos existentes o futuros y el aumento del riesgo de incumplimientos por parte de los clientes, proveedores y las aseguradoras. Aunque la demanda de metanol creció en 2011 y los precios del metanol se mantuvieron relativamente estables, no puede haber ninguna garantía de que las futuras condiciones económicas mundiales no tendrán un impacto adverso en la industria del metanol y que esto no va a tener un impacto adverso en nuestros resultados operacionales y posición financiera.

Demanda de Metanol

General - Demanda de Metanol

El metanol es un producto básico mundial y los clientes basan sus decisiones de compra principalmente en el precio a la fecha de entrega del metanol y la confiabilidad del suministro. Algunos de nuestros competidores no son dependientes de los ingresos de un solo producto y algunos tienen mayores recursos financieros que nosotros. Nuestros competidores también incluyen empresas de propiedad estatal. Estos competidores pueden estar en mejores condiciones que nosotros para resistir la competencia de precios y la volatilidad de las condiciones del mercado.

Los cambios en el medio ambiente, en las leyes de salud y seguridad, reglamentos o requerimientos pueden tener un impacto en la demanda del metanol. La Agencia de Estados Unidos, Protección Ambiental (EPA) está actualmente evaluando la clasificación de carcinogenicidad del metanol como parte de una revisión de un informe sobre químicos bajo Integrated Risk Information System (IRIS). El metanol actualmente no está clasificado bajo IRIS. Un proyecto de evaluación en borrador para el metanol fue publicado por la EPA en enero de 2010 en donde clasifica al metanol como "posiblemente carcinógeno para los seres humanos". A partir de junio de 2010, la evaluación de EPA de metanol se ha puesto "en espera". En abril de 2011, la EPA anunció que iba a dividir el proyecto borrador de evaluación para el metanol en dos evaluaciones: cancerígeno y no cancerígeno. El plazo para la evaluación de cancerígenos sigue siendo desconocido, mientras que la evaluación de los no cancerígenos se espera para 2012. No podemos determinar en este momento, si el proyecto de clasificación borrador actual se mantendrá en la evaluación final o si esto conducirá a otras agencias de gobierno a reclasificar el metanol. Cualquier reclasificación podría reducir la demanda de metanol futura, que podría tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales o en la posición financiera.

Demanda de Metanol para la Producción de Formaldehído

En 2011, la demanda de metanol para la producción de formaldehído representó aproximadamente el 33% de la demanda mundial. El mayor uso para formaldehído es como componente de urea-formaldehído y resinas de fenol-formaldehído, que son utilizados como adhesivos para la madera contrachapada, tableros de partículas, tableros de fibra orientada, tableros de fibras de densidad media y otros productos de madera reconstituida, o de ingeniería. También existe una demanda para el formaldehído como materia prima para plásticos de ingeniería y en la fabricación de una variedad de otros productos, incluidos los elastómeros, pinturas, productos de construcción, las espumas, productos de poliuretano y productos automotrices.

La clasificación actual de carcinogenicidad de la EPA IRIS para el formaldehído es "probable que sea un cancerígeno para los humanos." Sin embargo, la EPA está revisando esta clasificación para el formaldehído como parte de un estándar de revisión de productos químicos y en junio de 2010, la EPA dio a conocer su evaluación borrador del formaldehído, proponiendo que el formaldehído es "cancerígenos para los seres humanos". La fecha para la publicación de la evaluación final del formaldehído actualmente es desconocida.

En mayo de 2009, el Instituto Nacional del Cáncer (NCI) publicó un informe sobre los efectos en la salud de la exposición laboral al formaldehído y su posible vínculo con la leucemia, mieloma múltiple y enfermedad de Hodgkin. El informe del NCI concluyó que puede haber un mayor riesgo de cáncer de la sangre y médula ósea relacionada con medida de exposición máxima al formaldehído. El informe del NCI es la primera parte de una actualización del estudio NCI de 2004 que indicaba posibles vínculos entre la exposición al formaldehído y el cáncer de la nasofaringe y la leucemia. El NCI no ha perfilado su calendario previsto con respecto a la segunda parte del estudio, que se centra en el cáncer nasofaríngeo y de otros tipos de cáncer. La Agencia Internacional para la Investigación sobre el Cáncer también recientemente concluyó que hay suficientes pruebas en humanos de una asociación causal de formaldehído con leucemia. Por último, en junio de 2011, el Departamento de Salud y Servicios Humanos (HHS) Programa Nacional de Toxicología (NTP) de los EE.UU. publicó su 12 Informe sobre Carcinógenos, modificando su clasificación de formaldehído de "razonablemente anticipado como carcinógeno para los seres humano" a "Conocido como un Carcinógeno para los seres Humanos."

En 2010, la ley de Formaldehyde Standards for Composite Wood Products Act de los EE.UU. entró en vigencia. La legislación establece nuevas normas nacionales de emisión para el formaldehído en varios productos de madera. Estas normas requieren una reducción de los estándares de emisiones del formaldehído utilizado en contrachapado de madera, tableros de partículas y tableros de fibra de densidad media que se venden en Estados Unidos. Sin embargo, se cree que la mayoría de los productores estadounidenses tienen la tecnología para cumplir con los requisitos de las nuevas emisiones y que no esperamos un impacto significativo en la demanda de metanol para el formaldehído en los Estados Unidos.

No podemos determinar en este momento si la EPA, el HHS u otros gobiernos o agencias de gobierno reclasificarán el formaldehído o que límites se podrían imponer sobre las emisiones de formaldehído en los Estados Unidos o en otros lugares. Cualquiera de estas acciones podría reducir la demanda de metanol para uso futuro en la producción de formaldehído, que podría tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales y posición financiera.

Demanda de Metanol en la Producción de MTBE

En el 2011, la demanda del metanol para la producción de MTBE representó aproximadamente el 12% de la demanda global de metanol. El crecimiento de la demanda ha sido particularmente fuerte en China. El MTBE se utiliza principalmente como una fuente de octano y como un oxigenante en la gasolina para reducir las emisiones dañinas de los vehículos.

Hace varios años, las preocupaciones ambientales y la adopción de medidas legislativas relacionadas con la gasolina que fluye en el suministro de agua de los tanques de almacenamiento subterráneo de gasolina en los Estados Unidos llevaron a la eliminación de MTBE como aditivo de la gasolina en los Estados Unidos. Creemos que el metanol no se ha utilizado en los Estados Unidos desde 2007 para hacer MTBE en la mezcla de combustible doméstico. Sin embargo, aproximadamente 0.65 millones de toneladas por año de metanol se utilizó en 2011 para producir MTBE en los Estados Unidos para mercados de exportación donde la demanda por MTBE se mantiene en niveles altos. A pesar de que actualmente esperamos que la demanda de metanol para la producción de MTBE en los Estados Unidos para 2012 permanezca estable, podría disminuir sustancialmente si la demanda de exportación se viera afectada por cambios en la legislación o en las políticas.

Además, el EPA de Estados Unidos está preparando una revisión del IRIS sobre los efectos en la salud humana del MTBE, incluyendo su potencial cancerígeno, y su informe final se espera que sea publicado en el 2012.

La Unión Europea emitió una evaluación de riesgo final sobre MTBE en el 2002 que permitió seguir usando el MTBE, aunque fueron recomendadas muchas medidas de reducción de riesgo relacionadas con el almacenaje y manejo de combustible. Los esfuerzos de los gobiernos en estos años en algunos países principalmente en la Unión Europea y América Latina para promocionar bio-combustibles y combustibles alternativos por medio de legislación y políticas tributarias están poniendo presiones competitivas sobre el uso del MTBE en la gasolina en esos países. Sin embargo, debido a la fuerte demanda del MTBE en otros países, hemos observado crecimiento en la demanda de metanol para la producción de MTBE. No podemos asegurar de que esto continuará.

Aunque la demanda de MTBE se ha mantenido fuerte fuera de los Estados Unidos, no podemos garantizar de que nueva legislación que prohíba o restrinja el uso de MTBE o fomenta alternativas al MTBE no será aprobada, o que la percepción negativa del público no se desarrolle fuera de los Estados Unidos, cualquiera de las cuales dará lugar a una disminución de la demanda mundial de metanol para uso en MTBE. La disminución de la demanda de metanol para uso en el MTBE podría tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales y posición financiera.

Operaciones Extranjeras

La mayoría de nuestras operaciones e inversiones están ubicadas fuera de Norteamérica, incluyendo Chile, Trinidad, Nueva Zelanda, Egipto, Europa y Asia. Estamos también sujetos a los riesgos inherentes a operaciones extranjeras, tales como pérdida de ventas, de activo fijo a causa de expropiación, restricciones de exportaciones o importaciones, medidas de proteccionismo nacional, nacionalización, guerra, insurrección, terrorismo y otros riesgos políticos; aumentos en gravámenes, impuestos y royalties gubernamentales y renegociación de contratos con entidades gubernamentales; como también cambios en las leyes y políticas u otras acciones impuestas por los gobiernos que puedan afectar adversamente nuestras operaciones. Muchos de estos riesgos relacionados con operaciones en el extranjero también pueden existir para nuestras operaciones domésticas en América del Norte.

Durante 2011, hubo períodos de protestas contra el gobierno y disturbios civiles en Egipto. Para la seguridad y la tranquilidad de nuestros empleados, tomamos la decisión de reducir temporalmente las operaciones de la planta de metanol en Damietta, Egipto, en noviembre de 2011. La planta de metanol se encuentra operando actualmente. No podemos ofrecer garantías de que futuros sucesos en Egipto, incluyendo cambios en el gobierno u otros disturbios civiles u otras alteraciones, no tendrán un impacto adverso en las operaciones en curso o en los términos o la disponibilidad de nuestro gas natural u otros contratos y que esto no tendrá un impacto adverso en nuestros resultados operacionales y posición financiera.

Debido a que nuestros ingresos provienen sustancialmente de la producción y ventas efectuadas por subsidiarias fuera de Canadá, el pago de dividendos, o pagos en efectivo, o anticipos desde estas subsidiarias, pueden estar sujetos a restricciones o controles de cambio en la transferencia de fondos desde o hacia los respectivos países, o pueden resultar en la imposición de impuestos sobre dichos pagos o retiros.

Hemos organizado en parte nuestras operaciones extranjeras basándonos en ciertos supuestos acerca de diferentes leyes tributarias (incluyendo ganancias de capital y retención de impuestos), tipo de cambio de moneda extranjera, leyes de repatriación de capital, y otras leyes relevantes de una variedad de jurisdicciones extranjeras. Aunque creemos que dichos supuestos son razonables, no podemos garantizar que la tributación extranjera u otras autoridades lleguen a la misma conclusión. Más aún, si tales jurisdicciones extranjeras cambiaran o modificaran tales leyes, podríamos sufrir impuestos y consecuencias financieras adversas.

La moneda dominante en la que desarrollamos negocios es el dólar de Estados Unidos, que es también nuestra moneda de reporte. Los componentes más significativos de nuestros costos son el gas natural como materia prima y los costos de los embarques marítimos, y esencialmente todos estos costos son incurridos en dólares de Estados Unidos. Algunos de los costos operativos y gastos de capital subyacentes, sin embargo, se han contraído en otras monedas, principalmente el dólar Canadiense, el peso chileno, el dólar de Trinidad y Tobago, el dólar Neozelandés y el Euro y la libra Egipcia. Estamos expuestos a aumentos en el valor de estas divisas que podrían tener el efecto de aumentar el equivalente en dólar de Estados Unidos en los costos de ventas y gastos operativos e inversiones de capital. Una parte de nuestros ingresos se obtiene en euros, dólares canadienses y en libras esterlinas. Estamos expuestos a la disminución del valor de estas divisas, comparadas con el dólar de Estados Unidos, lo que podría tener el efecto de disminuir el equivalente en dólar de Estados Unidos de nuestros ingresos.

En junio de 2009, el Ministry of Commerce (MOFCOM) de China inició una investigación antidumping contra las importaciones de metanol desde Nueva Zelanda, Arabia Saudita, Indonesia y Malasia. A finales de diciembre de 2010, el MOFCOM emitió su Resolución Definitiva y recomendó que derechos aduaneros de aproximadamente 9% se imponga a las importaciones de los productores existentes en Nueva Zelanda, Malasia e Indonesia durante cinco años a partir del 24 de diciembre 2010. Sin embargo, citando circunstancias especiales, la Comisión de Aranceles Aduaneros del Consejo de Estado Chino decidió suspender la aplicación de las medidas anti-dumping, lo que permitirá al metanol de estos tres países ingresar a China sin la imposición de derechos adicionales. En el caso de que se levante la suspensión, no esperamos ningún impacto significativo en el suministro de la industria y los fundamentos de la demanda y nosotros realinearíamos nuestra cadena de suministro. No podemos dar garantías de que la suspensión no se levantará o que el gobierno chino no impondrá impuestos u otras medidas en el futuro que podría tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales y posición financiera.

El metanol es un producto comercializado a nivel mundial que se produce por muchos productores en las plantas situadas en muchos países alrededor del mundo. Algunos productores y comercializadores pueden tener contactos directos o indirectos con países que pueden, de vez en cuando, estar sujetos a sanciones comerciales internacionales u otras prohibiciones similares ("Países Sancionados"). Además del metanol que producimos, compramos metanol a terceros bajo contratos de compra o en el mercado spot para cumplir con nuestros compromisos con los clientes y también participamos en intercambios de productos con otros productores y comercializadores. Creemos que estamos cumpliendo con todas las leyes aplicables con respecto a las ventas y compras de metanol y a los intercambios de productos. Sin embargo, como resultado de la participación de los Países Sancionados en nuestra industria, no podemos dar garantías de que no vamos a estar expuestos a riesgos de reputación u otros riesgos que puedan tener un impacto adverso sobre los resultados operacionales situación financiera.

Riesgo de Liquidez

Tenemos una línea de crédito no girada de \$200 millones que vence a mediado de 2015. Este financiamiento es proporcionado por instituciones financiera altamente clasificadas y nuestra capacidad para acceder a este financiamiento está sujeta al cumplimiento con ciertos índices financieros incluyendo un EBITDA/índice de cobertura de intereses y un índice deuda/capitalización, de acuerdo a lo definido.

Al 31 de diciembre de 2011, nuestra deuda a largo plazo incluye \$350 millones en documentos no garantizados (\$200 millones con vencimiento en 2012 y \$150 millones con vencimiento en 2015), \$483 millones relacionado con el crédito con garantías limitadas de Egipto, \$65 millones en relación con el crédito con garantías limitadas de Atlas y \$20 millones en relación con otras deudas con garantías limitadas. Los convenios que rigen estos créditos sin garantías, que se especifican en un contrato, se aplican a la Sociedad y sus filiales excluyendo el joint venture de Atlas y de las entidades de Egipto ("subsidiarias con recurso limitado") e incluyen restricciones a derechos de garantías y en transacciones de ventas y subarriendo, o de fusión o consolidación con otra empresa o la venta de todos o sustancialmente todos los activos de la Compañía. El contrato también contiene disposiciones habituales por defecto. Los créditos con garantías limitadas de Atlas y Egipto, se describen como recurso limitado, ya que están garantizados únicamente por los activos de las empresas Joint Venture Atlas y la entidad de Egipto, respectivamente. En consecuencia, los prestamistas del crédito con recurso limitado no tienen ningún recurso a la Compañía o sus otras filiales. Los créditos con garantías limitadas de Atlas y Egipto tienen convenios consuetudinarios y disposiciones por defecto que sólo se aplican a estas entidades, incluyendo restricciones de la contracción de endeudamiento adicional y la obligación de cumplir ciertas condiciones antes del pago de dinero en efectivo u otras distribuciones y restricciones sobre estas distribuciones si existiera un incumplimiento.

Los créditos con garantías limitadas de Egipto contienen un convenio de completar al 31 de marzo de 2013, con ciertas inscripciones de títulos de propiedad e hipotecas relacionadas que requieren una acción por parte de entidades del gobierno egipcio. No creemos que la finalización de estos elementos sea material. No podemos ofrecer garantías de que seremos capaces de obtener una exención de los prestamistas.

Para obtener información adicional con respecto a la deuda a largo plazo, vea la nota 8 de nuestros estados financieros consolidados de 2011.

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2011, emitimos \$250 millones en bonos no garantizados que vencen en 2022.

No podemos ofrecer garantías de que vamos a tener acceso a nuevo financiamiento en el futuro o que las instituciones financieras que ofrecen los créditos tendrán la capacidad para respaldar los giros futuros. Además, el incumplimiento con cualquiera de las disposiciones del contrato o incumplimiento con la deuda a largo plazo descrita anteriormente, podría resultar en un incumplimiento bajo el contrato de crédito correspondiente que permitiría a los prestamistas a no financiar las futuras solicitudes de préstamos y para acelerar la fecha de vencimiento del capital e intereses devengados en los préstamos pendientes. Cualquiera de estos factores podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados operacionales, nuestra capacidad de buscar y terminar las iniciativas estratégicas y en nuestra posición financiera.

Riesgos de Crédito de los Clientes

La mayoría de nuestros clientes son grandes fabricantes o distribuidores petroquímicos mundiales o regionales y algunos son altamente apalancados. Nosotros monitoreamos la situación financiera de nuestros clientes de cerca, sin embargo algunos clientes pueden no tener la capacidad financiera para pagar por el metanol en el futuro, y esto podría tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales y posición financiera. Aunque las pérdidas por créditos no han sido históricamente significativas, este riesgo sigue existiendo.

Riesgos Operacionales

Riesgos de Producción

La gran parte de nuestros ingresos se derivan sustancialmente de la venta de metanol que producen nuestras plantas. Nuestro negocio está sujeto a los riesgos a que se exponen las instalaciones operacionales de producción de metanol, tales como fallas no previstas en los equipos, interrupciones en el suministro de gas natural y otras materias primas, fallas energéticas, actividades de mantención planificadas más prolongadas que las previstas, pérdida de instalaciones portuarias, desastres naturales o cualquier otro evento, incluyendo sucesos no anticipados fuera de nuestro control, que podrían ocasionar un cierre prolongado en cualquiera de nuestras plantas, o impedir nuestra capacidad de entrega de metanol a nuestros clientes. Un prolongado cierre de plantas en cualquiera de nuestras instalaciones principales podría tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales y la situación financiera.

Riesgo de Precios de Productos Comprados

Además de la venta de metanol producido en nuestras plantas, también compramos metanol producido por otros en el mercado spot y a través de contratos de compras con el fin de cumplir con nuestro compromiso con los clientes y apoyar nuestros esfuerzos de marketing. Hemos adoptado el método de contabilización de inventarios primero en entrar, primero en salir y por lo general demoramos entre 30 y 60 días para vender el metanol que compramos. En consecuencia, tenemos el riesgo de hacer pérdidas en la reventa del producto en la medida en que los precios del metanol disminuyan a partir de la fecha de compra hasta la fecha de venta. Las pérdidas no realizadas, de existir algunas, en las ventas de metanol comprado pueden tener un efecto adverso sobre nuestros resultados operacionales y posición financiera.

Riesgos de Distribución

El exceso de capacidad en nuestra flota de buques como consecuencia de un prolongado cierre de plantas u otro evento podría también tener un efecto adverso en nuestros resultados de las operaciones y posición financiera. Debido a la significativa reducción en los niveles de producción en nuestras instalaciones en Chile desde mediados de 2007, hemos tenido exceso de capacidad de transporte marítimo que está sujeto a tiempo fijo fletamento. Hemos tenido éxito en la mitigación de algunos de estos costos mediante la introducción de sub-fletamento y convenios con terceros para retornos, a pesar de que ha habido un exceso de capacidad de transporte marítimo mundial significativo durante los últimos años lo que ha hecho más difícil mitigar estos costos. Si no somos capaces de mitigar estos costos en el futuro, o si sufriéramos cualquier otro trastorno en nuestro sistema de distribución, esto podría tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales y posición financiera.

Riesgos de Pólizas de Seguro

Aunque mantenemos pólizas de seguros para operaciones y construcción, incluyendo la interrupción de negocio y retraso en puesta en marcha, no podemos garantizar que no vamos a incurrir en pérdidas más allá de los límites, o fuera de la cobertura de las pólizas de seguros o que las aseguradoras serán financieramente capaces de cumplir con los siniestros futuros. De vez en cuando, varios tipos de pólizas de seguros para las empresas en la industria química y petroquímica no han estado disponibles en condiciones comercialmente viables, o, en algunos casos, no han estado disponibles. No podemos garantizar que en el futuro seremos capaces de mantener las coberturas existentes o que las primas no aumentarán sustancialmente.

Reinicio de la planta de Nueva Zelanda

Creemos que nuestras estimaciones de los costos del proyecto y la finalización prevista para el reinicio de nuestra segunda planta de Motunui en Nueva Zelanda son razonables. Sin embargo, no podemos ofrecer ninguna garantía de que las estimaciones de costos no serán excedidas, o que la planta comenzará la producción comercial dentro del calendario previsto, si es que comienza, o que la planta funcionará de acuerdo a su capacidad diseñada o sobre una base sostenida. Esto podría tener un impacto adverso sobre los resultados operacionales y posición financiera.

Nuevos Proyectos de Capital

Como parte de nuestra estrategia de fortalecer nuestra posición como líder global en la producción y comercialización de metanol, intentamos seguir buscando nuevas oportunidades para mejorar nuestra posición estratégica en la industria del metanol. Nuestra habilidad para identificar, desarrollar y completar exitosamente nuevos proyectos de capital está sujeta a una cantidad de riesgos, incluyendo encontrar y seleccionar ubicaciones favorables para nuevas instalaciones o reubicaciones de plantas existentes donde haya suficiente gas natural y otras materias primas disponible a través de contratos a largo plazo, bajo términos comercialmente aceptables, obteniendo proyectos u otros financiamientos en condiciones satisfactorias, desarrollando y no excediendo costos aceptables estimados de los proyectos, construyendo y completando los proyectos dentro de los programas contemplados y otros riesgos asociados normalmente al diseño, construcción y puesta en marcha de los grandes proyectos industriales complejos. No podemos garantizar que podremos identificar y desarrollar nuevos proyectos de metanol.

Regulaciones Medioambientales

Los países en los que operamos tienen leyes y regulaciones a las cuales estamos sujetos, que rigen el medioambiente y administran los recursos naturales, como también el manejo, bodegaje, transporte y eliminación de material de desecho peligroso. También estamos sujetos a las leyes y regulaciones que rigen las emisiones, importación, exportación, uso, descarga, almacenamiento, eliminación y transporte de sustancias tóxicas. Los productos que usamos y producimos están sujetos a regulaciones bajo varias leyes de salud, seguridad y medioambiente. El no dar cumplimiento a estas leyes y regulaciones puede ocasionar órdenes de trabajo, multas, requerimientos judiciales, responsabilidades civiles y sanciones criminales.

Como resultado de las auditorías internas y externas periódicas, creemos que cumplimos materialmente con todas las leyes ambientales, sanitarias y de seguridad y regulaciones a las que nuestras operaciones están sujetas. Las leyes y regulaciones que protegen el medioambiente se han hecho últimamente más estrictas y pueden, en ciertas circunstancias, imponer responsabilidad absoluta a una persona por daños ambientales, sin importar si es por negligencia o falta de parte de dicha persona. Estas leyes y regulaciones también nos pueden exponer a responsabilidades en la conducción o condiciones causadas por otros, o por nuestros propios actos que cumplen con las leyes aplicables al momento en que los actos se sucedieron. Hasta la fecha, las leyes y reglamentos ambientales no han tenido un efecto material adverso en nuestros gastos de capital, las ganancias o la posición competitiva. Sin embargo, el operar plantas de fabricación de químicos y la distribución de metanol nos exponen a riesgos en conexión con el cumplimiento de dichas leyes y no podemos garantizar que no incurriremos en considerables costos o responsabilidades en el futuro.

Creemos que reducir al mínimo las emisiones y los residuos de las actividades de nuestro negocio es una buena práctica empresarial. El dióxido de carbono (CO₂) es un importante subproducto del proceso de producción de metanol. La cantidad de CO₂ generada por el proceso de producción de metanol depende de la tecnología de producción (y por lo tanto a menudo la edad de la planta), materia prima y de cualquier exportación de hidrógeno por producto. Nosotros nos esforzamos continuamente para aumentar la eficiencia energética de nuestras plantas, que no sólo reduce el uso de energía, sino que también minimiza las emisiones de CO₂. Hemos reducido la intensidad de las emisiones de CO₂ en nuestras operaciones de fabricación en un 31% entre 1994 y 2011 a través de rotación de activos, la confiabilidad mejorada de las plantas, y la eficiencia energética y gestión de las emisiones. La eficiencia de la planta, y por lo tanto las emisiones de CO₂, es altamente dependiente de un diseño particular de la planta de metanol, por lo que nuestro nivel de emisiones de CO₂ puede variar de año en año dependiendo de la combinación de activos que están en funcionamiento. También reconocemos que el CO₂ es generado por nuestras operaciones marítimas, y en ese sentido, medimos el consumo de combustibles de los buques marítimos basado en el volumen del producto transportado. Entre 2002 y 2011, hemos reducido nuestra intensidad de CO₂ (toneladas de CO₂ del combustible quemado por tonelada de producto desplazado) de las operaciones marinas en un 22% aproximadamente. También apoyamos activamente los esfuerzos mundiales de la industria para reducir voluntariamente el consumo de energía y las emisiones de CO₂.

Estamos en la fabricación de metanol en Chile, Trinidad, Egipto, Nueva Zelanda y Canadá. Todos estos países han firmado y ratificado el Protocolo de Kyoto; sin embargo, Canadá desde entonces se ha retirado de dicho Acuerdo. En el marco del Protocolo de Kyoto, las naciones en desarrollo de Chile, Trinidad y Egipto actualmente no están obligados a reducir Gases de Efecto Invernadero (GHGs), sin embargo, nuestra producción en Nueva Zelanda y Canadá está sujeta a las normas de reducción de gases de

efecto invernadero. No podemos predecir si las reducciones de GHG serán requeridas en Chile, Trinidad y Egipto en el futuro, lo cual podría tener un impacto adverso significativo en nuestros resultados operacionales y situación financiera.

Nueva Zelanda aprobó una legislación para establecer un Régimen de Comercialización de emisiones (ETS), que entró en vigencia a partir del 2010. El ETS impone un precio del carbono a los productores de combustibles fósiles, incluido el gas natural, que se traspasa a Methanex aumentando el costo del gas que Methanex compra en Nueva Zelanda. Sin embargo, como una compañía expuesta al trading, Methanex tendrá derecho a una asignación gratuita de unidades de emisiones para compensar parcialmente los mayores costos y la legislación prevé cierta moderación adicional de cualquier exposición al costo residual hasta fines de 2012. En consecuencia, no creemos que estos costos serán importantes, a finales de 2012. Sin embargo, después de esta fecha, las características de moderación se espera que sean removidas, nuestra elegibilidad para la asignación gratuita de unidades de emisiones se reducirán progresivamente. Como consecuencia es muy probable que tengamos que incurrir en un aumento de costos después de 2012. No podemos cuantificar con exactitud el impacto en nuestro negocio con posterioridad al 2012 y por lo tanto no podemos dar garantías de que las ETS no tendrán un impacto material adverso en nuestros resultados operacionales y la situación financiera después de 2012.

Medicine Hat se encuentra en la provincia de Alberta, que cuenta con un reglamento de reducción de GHG establecido que es aplicable a nuestra planta. El reglamento exige a las plantas reducir la intensidad de las emisiones hasta en un 12% de su valor de referencia establecido de intensidad de emisiones. La "intensidad de emisiones" se entiende que es la cantidad de emisiones GHGs, emitidas por unidad de producción en esa planta. Con el fin de cumplir con la obligación de reducción, una planta puede optar por realizar mejoras de reducción de emisiones o puede optar por comprar o netear créditos de compensación o créditos del "Fondo para la Tecnología" por CDN \$15 por tonelada de CO2 equivalente. Las obligaciones financieras están fijadas para comenzar en 2014 y sobre la base de la intensidad de las emisiones GHG previstas, no creemos que, cuando se aplique, el costo será importante.

No podemos ofrecer garantías sobre el cumplimiento permanente con la legislación vigente o que las futuras leyes y reglamentos a los que estamos sujetos que rigen el medio ambiente y la gestión de los recursos naturales, así como la manipulación, almacenamiento transporte y eliminación de materiales peligrosos o residuos no van a tener un efecto adverso en nuestros resultados de operaciones o la situación financiera.

Procedimientos Legales

El Servicio de Impuestos de Trinidad y Tobago emitió una liquidación en 2011 en contra de Atlas Methanol Company Unlimited ("Atlas") en donde participamos en joint venture con el 63,1% de la propiedad en relación con el ejercicio financiero 2005. Todos los ejercicios fiscales siguientes permanecerán abierto para revisión. La liquidación se refiere a los acuerdos de fijación de precios de algunos contratos de venta a precio fijo a largo plazo, los que se extienden hasta 2014 y 2019 relacionados con metanol producido por Atlas. El impacto del monto en disputa para el ejercicio 2005 es nominal ya que Atlas no estaba sujeto a impuesto corporativo en ese año. Atlas tiene una exención parcial del impuesto a la renta hasta el 2014.

La Compañía ha presentado una objeción a la liquidación. En base a los méritos del caso y la interpretación jurídica, la administración cree que su posición prevalecerá.

ESTIMACIONES CONTABLES CRÍTICAS

Creemos que las siguientes políticas contables seleccionadas y materias son importantes para entender las estimaciones, supuestos e incertidumbres que afectan los montos informados y revelados en nuestros estados financieros consolidados y sus correspondientes notas. Ver la nota 2 de nuestros estados financieros consolidados 2011 nuestras políticas contables significativas.

Propiedad, Planta y Equipo

Nuestro negocio es intensivo en capital y ha requerido y continuará requiriendo, importantes inversiones en propiedad, planta y equipo. Al 31 de diciembre de 2011, el valor libro neto en de nuestra propiedad, planta y equipo fue de \$ 2.233 millones.

Capitalización

Las propiedades, planta y equipo se registran inicialmente al costo. El costo incluye los desembolsos que son directamente atribuibles a la adquisición del activo. El costo de los activos auto-construidos incluye el costo de los materiales y mano de obra directa, cualquier otro costo directamente atribuible para poner los activos en una condición de trabajo para el uso previsto, los costos de desmantelamiento y de remoción de los elementos y para restaurar el sitio en el que estás se encuentra, y los costos de financiamiento de los activos auto-construidos que cumplen ciertos criterios. Las reparaciones de rutina y los costos de mantenimiento se cargan a gastos a medida que se incurren.

Al 31 de diciembre de 2011, hemos provisionado \$25.9 millones para los costos de restauración de sitios relacionados con el desmantelamiento y la recuperación de nuestros sitios de producción de metanol y de las propiedades de petróleo y gas. Existen incertidumbres inherentes en esta estimación debido a que las actividades de restauración se llevarán a cabo en el futuro y puede haber cambios en las regulaciones gubernamentales y del medio ambiente y cambios en la tecnología para remover y en los costos. Es difícil estimar los costos futuros de estas actividades, ya que nuestra estimación de valor justo se basa en las regulaciones y tecnología actuales. Debido a las incertidumbres relacionadas con el cálculo del costo y el calendario de las futuras actividades de restauración del sitio, los costos futuros podrían diferir materialmente de los montos estimados.

Depreciación y Amortización

Nosotros estimamos la vida útil de la propiedad, planta y equipo de nuestros activos más importantes, y esto se utiliza como base para registrar la depreciación y amortización. La depreciación y amortización se calcula generalmente sobre una base lineal a tasas calculadas para amortizar el costo del activo desde el inicio de las operaciones comerciales a través de sus vidas útiles estimadas hasta el valor residual estimado. Las vidas útiles estimadas de los edificios, las instalaciones de la planta y la maquinaria son de 5 a 25 años.

Propiedades de Petróleo y Gas

Los costos de exploración y evaluación incurridos en propiedades de exploración de petróleo y gas con reservas no probadas se capitalizan en otros activos. A partir del reconocimiento de las reservas probadas y de la aprobación interna de desarrollo, estos costos son transferidos al rubro propiedad, planta y equipo. Los costos asociados con las propiedades que no tienen reservas probadas son transferidos a la propiedad, planta y equipo y quedan sujetos a amortización, desde el momento que son considerados abandonados por la administración. Los costos posteriores incurridos en propiedades de petróleo y gas natural con reservas probadas se capitalizan en el rubro propiedad, planta y equipo. Los costos de petróleo y gas incluidos en propiedades, planta y equipo se deprecian utilizando un método de unidad de producción, teniendo en cuenta las reservas probadas estimadas y costos de desarrollo futuros estimados.

Las reservas probadas y probables de propiedades de petróleo y gas natural se estiman sobre la base de reportes independientes de reservas y representan las cantidades estimadas de gas natural que se consideran comercialmente viables. Estas estimaciones de reservas se utilizan para determinar la depreciación y para evaluar el valor libro de propiedades de petróleo y gas natural.

Recuperabilidad del Valor Libro de los Activos

Propiedad, Planta y Equipo y Propiedades de Petróleo y Gas

Los activos de larga vida son evaluados en cuanto a su recuperación cuando ciertos eventos o cambios en las circunstancias indican que el valor libro pudiere no ser recuperable. Ejemplos de tales eventos o cambios de las circunstancias relacionadas con los activos de larga vida incluyen, pero no se limitan a: cambios adversos significativos en el alcance o manera en que se utiliza el activo o, en su condición física; un cambio significativo en el precio o la disponibilidad de materia prima de gas natural necesario para la fabricación de metanol; un cambio adverso significativo en los factores legales o en el clima de negocios que podrían afectar el valor del activo, incluyendo una acción adversa o evaluación por un gobierno extranjero que impacta el uso del activo; o una pérdida operacional o de flujo de efectivo en el período actual

combinado con un historial de pérdidas operacionales o de flujo efectivo, o una proyección o pronóstico que demuestra las continuas pérdidas asociadas con el uso del activo.

La recuperabilidad de los activos de larga vida se mide comparando el valor libro de un activo o unidad generadora de efectivo con el valor justo estimado antes de impuestos, que se determina mediante la medición de los flujos de efectivo esperados antes de impuestos, que se espera sean generados por el activo o unidad generadora de efectivo a largo de su vida útil estimada descontados a una tasa de descuento antes de impuestos. Un castigo por deterioro se registra por la diferencia en que el valor libro exceda el valor justo antes de impuestos. Un castigo por deterioro reconocido en ejercicios anteriores para un activo o unidad generadora de efectivo se reversa si se ha producido una posterior recuperación en el valor del activo o unidad generadora de efectivo, debido a los cambios en los eventos y circunstancias. Para efectos del reconocimiento y medición de un castigo por deterioro, agrupamos nuestros activos de larga vida con otros activos y pasivos para formar una "unidad generadora de efectivo" al nivel más bajo para el cual se pueden identificar flujos de efectivo son en gran parte independiente de los flujos de efectivo de otros activos y pasivos. En la medida que nuestras plantas de metanol en un lugar determinado son interdependientes, como resultado de una infraestructura común y/o materia prima de fuentes compartidas que pueden ser compartidas dentro de una planta en particular, agrupamos nuestros activos basados en las ubicaciones de las plantas con el propósito de determinar el deterioro.

Hay dos variables claves que impactan nuestra estimación de flujos de efectivo futuros: (1) el precio del metanol y (2) el precio y la disponibilidad de materia prima de gas natural. Las estimaciones de precios de metanol a corto plazo se basan en los fundamentos de la oferta y la demanda actual y los precios actuales de metanol. Estimaciones a largo plazo de los precios del metanol se basan en nuestra visión de largo plazo de la oferta y la demanda, y se toman en cuenta muchos factores, incluyendo, pero sin limitarse a, las estimaciones de las tasas mundiales de producción industrial, precios de la energía, los cambios en las condiciones económicas generales, capacidad futura a nivel mundial de producción de metanol, las tasas de operación de la industria y la estructura de costo global de la industria. Nuestra estimación del precio y la disponibilidad de gas natural toman en cuenta las actuales condiciones de los contratos, así como los factores que creemos que son importantes para suministrar bajo estos contratos y fuentes adicionales de gas natural. Otros supuestos incluidos en nuestra estimación de flujos de efectivo futuros incluyen el costo estimado incurrido para mantener las instalaciones, las estimaciones de los costos de transporte y otros costos variables incurridos en la producción de metanol en cada período. Los cambios en estos supuestos afectarán nuestras estimaciones de los flujos de efectivo futuros y pueden afectar nuestras estimaciones de la vida útil de la propiedad, planta y equipo. En consecuencia, es posible que nuestros resultados operacionales futuros pudieran verse afectados negativamente por los cargos por deterioro de activos o por cambios en las tasas de depreciación y amortización relacionadas con la propiedad, planta y equipo.

Las cuatro plantas de metanol en las instalaciones de la Compañía en Chile, las propiedades petróleo y gas de Chile incluido, en Propiedad, Planta y Equipo, y propiedades petróleo y gas de Chile que se incluyen como Otros Activos se consideran como una sola unidad generadora de efectivo ("unidad generadora de efectivo de Chile"). La producción de la planta fue menor de lo esperado en 2011 como consecuencia de las menores entregas de gas natural, y como consecuencia, el valor libro de la unidad generadora de efectivo de Chile, que asciende a \$650 millones sobre una base antes de impuestos y \$460 millones en una base después de impuestos, fue probada para evaluar su recuperabilidad. Los flujos de efectivo futuros estimados antes de impuestos, fueron descontados a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos basada en el precio promedio ponderado del costo del capital de la Compañía. Sobre la base de la prueba realizada, el valor libro de la unidad generadora de efectivo de Chile es recuperable de la Compañía.

Inventarios

Los Inventarios se valorizan al menor costo, determinado sobre la base primero en entrar primero en salir, o valor neto de realización estimado. El costo de nuestro inventario, tanto para el metanol producido por Methanex como también para metanol comprado de terceros, se ve impactado por los precios del metanol vigentes a la fecha de producción o adquisición. El valor neto de realización de los inventarios dependerá de los precios del metanol cuando se vendan. Existen incertidumbres inherentes en la estimación de precios futuros de metanol y, por tanto, el valor neto de realización de nuestro inventario. Los precios del metanol están influenciados por los fundamentos de la oferta y la demanda, la producción industrial, los precios de la energía y la fortaleza de la economía mundial.

Impuesto a la Renta

Los activos y pasivos por impuesto diferido se determinan usando tasas de impuesto promulgadas para los efectos de pérdidas operacionales netas y diferencias temporarias entre las bases libros y las bases tributarias de activos y pasivos. Nosotros reconocemos los activos por impuestos diferidos en la medida en que es probable que existan utilidades tributarias en contra la cual el activo se puede utilizar. Para tomar esta determinación, se hacen ciertos juicios en relación con el nivel de resultados tributarios futuros esperados y disponibilidad de estrategias de planificación tributaria y su impacto en el uso de pérdidas tributarias existentes y otras deducciones de impuestos. También consideramos la rentabilidad y la volatilidad histórica para evaluar si creemos que es probable que las pérdidas tributarias existentes y otras deducciones de impuestos se usaran para compensar las futuras utilidades sujetas a impuestos según los cálculos. Nuestra administración revisa rutinariamente estos juicios. Al 31 de diciembre de 2011, habíamos reconocido activos por impuestos futuros de \$115 millones y activos por impuestos futuros no reconocidos de aproximadamente \$100 millones. La determinación de los impuestos a la renta requiere del uso de juicios y estimaciones. Si ciertos juicios o estimaciones resultan ser inexactas, o si las tasas de algunos impuestos o las leyes cambian, nuestros resultados de la operación y posición financiera podrían verse afectados.

Instrumentos Financieros

De vez en cuando tomamos instrumentos financieros derivados para gestionar ciertas exposiciones a la volatilidad de los precios, la volatilidad de las diferencias de cambio y la volatilidad de las tasas de interés variable que contribuyen a administrar la estructura de costo. Los instrumentos financieros derivados son clasificados como mantenidos para comercialización y se registran en el balance general a su valor justo. Los cambios en el valor justo de los instrumentos financieros derivados se registran en resultados a menos que estos instrumentos estén diseñados como coberturas de flujo de caja, en cuyo caso la porción efectiva del cambio en el valor justo se registra en otros resultados integrales. La evaluación de contratos como instrumentos derivados, la valuación de los instrumentos financieros y derivados, y las evaluaciones sobre la efectividad requieren un alto grado de juicio y se consideran que son estimaciones contables críticas debido a la compleja naturaleza de estos productos y el impacto potencial sobre los estados financieros.

Al 31 de diciembre de 2011, el valor justo de nuestros instrumentos financieros derivados utilizados para limitar nuestra exposición a la volatilidad de tasas de interés variable que han sido designados como coberturas de flujo de caja aproximaron a un valor libro negativo de \$42 millones. Hasta su vencimiento, el valor justo de los instrumentos financieros derivados fluctuará basado en los cambios en las tasas de interés variable.

NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMES FINANCIEROS (IFRS)

Transición de Principios Contables Generalmente Aceptados Canadienses (GAAP de Canadá) a IFRS

Para el año terminado al 31 de diciembre 2011 con resultados comparativos para el 2010 es nuestro primer período reportado según las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Todas las cifras comparativas han sido actualizadas para estar de acuerdo con las NIIF, a menos que se indique lo contrario. Para obtener una descripción de las principales políticas contables que la Compañía ha adoptado bajo las NIIF, incluyendo las estimaciones y juicios que consideramos más importantes en la aplicación de esos principios contables, por favor refiérase a la nota 2 de los estados financieros consolidados.

Nuestros estados financieros han sido preparados de acuerdo con los PCGA de Canadá hasta el 31 diciembre de 2010. Si bien las NIIF utilizan un marco conceptual similar a los PCGA de Canadá, existen diferencias significativas en el reconocimiento, la medición y divulgación. La transición a las NIIF tuvo un impacto acumulativo sobre el patrimonio neto de la Sociedad, de \$25 millones el 1 de enero de 2010, con la exclusión de la reclasificación de la presentación de los intereses minoritarios.

La adopción de las IFRS exige la aplicación de IFRS 1, Adopción por Primera Vez de las Normas Internacionales de Información Financiera, que ofrece orientación para la entidad en la adopción inicial de las IFRS. La IFRS 1 le otorga a las entidades que adoptan las IFRS por primera vez una serie de exenciones opcionales y excepciones obligatorias, en ciertas áreas, con respecto al requisito general para la aplicación retroactiva plena de las IFRS. Para ayudar a los usuarios de los estados financieros a comprender mejor el impacto de la adopción de las NIIF en la Compañía, hemos proporcionado conciliaciones de los PCGA de Canadá a las NIIF para el total de activos, pasivos y patrimonio, así como resultados netos y resultado integral, para los períodos comparativos de los informes. Por favor, referirse a la nota 24 de los estados financieros consolidados para una descripción detallada de las exenciones de la IFRS 1 que elegimos aplicar y la conciliación entre IFRS y GAAP Canadienses.

CAMBIOS ANTICIPADOS A NORMAS INTERNACIONES DE INFORMES FINANCIEROS

Consolidación y Contabilización de Joint Venture

En mayo 2011 el IASB emitió nuevas normas contables relacionadas con la consolidación y contabilidad de empresas conjuntas. El IASB ha revisado la definición de "control", que es un criterio contable para la consolidación. Además, se estipularon cambios de las IFRS en la contabilidad de empresas conjuntas en donde bajo ciertas circunstancias, se eliminó la opción de la consolidación proporcional y por lo tanto el método del valor patrimonial proporcional deber ser aplicado para tales intereses. El impacto de aplicar la consolidación o valor patrimonial no origina ningún cambio en los ingresos netos o patrimonio neto, pero dará lugar a un impacto significativo de presentación. Actualmente estamos evaluando el impacto en nuestros estados financieros. En la actualidad nosotros contabilizamos nuestra participación del 63.1% de Atlas Methanol Company bajo el método de consolidación proporcional, y este representa el cambio potencial más significativo bajo estas nuevas normas. La fecha de vigencia de estas normas es para los períodos que comienzan a partir del 1º de enero de 2013, la adopción anticipada es permitida.

Contratos de Arrendamiento

Como parte de su proyecto de conversión global, el International Accounting Standards Board (IASB) y el Financial Accounting Standards Board (FASB) de los EE.UU. emitieron un Borrador Conjunto en 2010 proponiendo que los arrendatarios tendrían que reconocer todos los contratos de arrendamiento en el estado de situación financiera. Nosotros tenemos una flota de buques oceánicos en virtud de acuerdos de fletamento por tiempo, con plazos de hasta 15 años, que actualmente se contabilizan como leasing operativo. Las normas propuestas exigirían que estos acuerdos de fletes por tiempo se registren en el Estado Consolidado de Situación Financiera, resultando en un aumento sustancial de los activos y pasivos totales. El IASB y el FASB actualmente, esperan emitir un segundo borrador de esta norma en 2012.

INFORMACIÓN ADICIONAL –MEDICIONES NO-GAAP COMPLEMENTARIAS

Además de proporcionar mediciones preparadas de acuerdo con International Financial Reporting Standards (IFRS), presentamos ciertas mediciones complementarias que no son definidas bajo IFRS (medidas no-GAAP). Estas son EBITDA Ajustado, Flujo de Efectivo de actividades operacionales Ajustado, resultado operacional, resultado neto antes de ítems inusuales y resultado neto diluido por acción antes de ítems inusuales. Estas mediciones no tienen un significado estandarizado estipulado por IFRS y, por lo tanto, es improbable que sean comparables con mediciones similares presentadas por otras compañías. Creemos que estas mediciones son útiles para evaluar el desempeño de la operación y liquidez del negocio de la Compañía. También creemos que el EBITDA Ajustado es utilizado frecuentemente por analistas e inversionistas al comparar nuestros resultados con los de otras compañías.

Estas mediciones deberían considerarse además de, y no como sustituto de, resultado neto, flujo de caja y otras mediciones de desempeño financiero y liquidez informados de acuerdo con IFRS.

EBITDA Ajustado (atribuible a los accionistas de Methanex)

El EBITDA Ajustado difiere de las mediciones mas comparables bajo GAAP, flujos de efectivo de actividades operacionales, ya que no incluye cambios en el capital de trabajo sin movimiento de fondos, otros desembolsos de caja relacionados con actividades operacionales, compensaciones basadas en acciones excluyendo el impacto del mark-to-market, otras partidas no monetarias, impuestos pagados, ingresos financieros y otros gastos, y montos relacionados con el 40% de interés minoritario en la planta de metanol en Egipto.

El cuadro siguiente muestra una conciliación de flujo de efectivo de actividades operacionales con EBITDA Ajustado:

(\$ MILLONES)	2011	2010
Flujo de efectivo de actividades operacionales	\$ 480	\$ 183
Agregar (deducir):		
Cambios capital de trabajo sin movimiento de flujos	(36)	120
Otros pagos efectivo, incluyendo compensación en acciones	10	6
Compensación basada en acciones excluye impacto mark-to-market	(16)	(17)
Otros ítems sin movimiento de flujo de efectivo	(3)	(8)
Impuestos pagados	46	9
Ingresos financieros y otros gastos	(2)	(2)
(Utilidad) pérdida neta atribuible a interés minoritario	(27)	2
Ajuste interés minoritario ¹	(25)	(2)
EBITDA Ajustado (atribuible a los accionistas de Methanex)	\$ 427	\$ 291

¹ Este ajuste representa los gastos financieros, gastos de impuesto a la renta, y depreciación y amortización asociados con el 40% del interés minoritario en la planta de metanol en Egipto.

Flujos de Efectivo de Actividades Operacionales Ajustado (Atribuible a los Accionistas de Methanex)

Los flujos de efectivo de actividades operacionales ajustados difieren de las mediciones GAAP más comparables, flujos de efectivo de actividades operacionales, ya que no incluye los cambios en el capital de trabajo sin movimiento de efectivo y flujos de efectivo relacionados con el 40% de interés minoritario en la planta de metanol en Egipto.

La siguiente tabla presenta una conciliación de los flujos de efectivo de las actividades operacionales con el flujo de efectivo ajustado de las actividades operacionales:

(\$ MILLONES)	2011	2010
Flujo de efectivo de actividades operacionales	\$ 480	\$ 183
Agregar (deducir) ajuste interés minoritario:		
(Utilidad) pérdida, netas	(27)	2
Ítems sin movimiento de flujos	(25)	(2)
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de flujo	(36)	120
Flujo de efectivo ajustado de actividades operacionales (atribuible a los accionistas de Methanex)	\$ 392	\$ 303

Resultado Neto antes de Partidas Extraordinarias y Resultado Neto Diluido por Acción antes de Partida Extraordinarias

Estas mediciones complementarias no GAAP se proporcionan para ayudar a los lectores a comparar los resultados de un período a otro, sin el impacto de las partidas extraordinarias que se consideran por la administración como no operacional y / o no recurrentes. El resultado diluido antes de partidas extraordinarias por acción ha sido calculado dividiendo la utilidad neta antes de partidas extraordinarias por el número promedio ponderado de acciones ordinarias diluidas en circulación.

La siguiente tabla presenta una conciliación del resultado neto atribuible a los accionistas de Methanex con el resultado neto antes de partidas extraordinarias y el cálculo del resultado neto diluido antes de partida extraordinaria por acción:

(\$ MILLONES, EXCEPTO NUMERO DE ACCIONES O MONTOS POR ACCIÓN)	2011	2010
Resultado neto¹	\$ 201	\$ 96
Utilidad en la venta de los activos de Kitimat	—	(22)
Resultado neto antes de partidas extraordinarias¹	\$ 201	\$ 74
Número promedio ponderado diluido de acciones comunes (millones)	94	94
Resultado diluido neto por acción ordinaria antes de partidas extraordinarias¹	\$ 2.06	\$ 0.79

¹ Atribuible a los accionistas de Methanex Corporation.

Resultado Operacional y Flujo de Efectivo de Actividades Operacionales antes de Cambios en el Capital de Trabajo sin Movimiento de Fondos

El resultado operacional y flujos de efectivo de actividades operacionales antes de cambios en capital de trabajo sin movimiento de fondos se concilian con las medidas GAAP en nuestros Estados de Resultados Consolidados y Estados de Flujos de Efectivo Consolidados, respectivamente.

INFORMACIÓN FINANCIERA TRIMESTRAL (No auditada)

(\$ MILLONES, EXCEPTO CUANDO SE INDICA)	TRES MESES TERMINADOS			
	DIC 31	SEP 30	JUN 30	MAR 31
2011				
Ventas	\$ 696	\$ 670	\$ 623	\$ 619
Resultado neto ¹	64	62	41	35
Resultado neto antes de ítemes inusuales ¹	64	62	41	35
Utilidad neta básica por acción ordinaria ¹	0.69	0.67	0.44	0.37
Utilidad neta diluida por acción ordinaria ¹	0.68	0.59	0.43	0.37
Utilidad neta diluida por acción ordinaria antes de ítemes inusuales ¹	0.68	0.59	0.43	0.37
2010				
Ventas	\$ 570	\$ 481	\$ 449	\$ 467
Resultado neto ¹	26	29	15	27
Resultado neto antes de ítemes inusuales ¹	26	6	15	27
Utilidad neta básica por acción ordinaria ¹	0.28	0.31	0.16	0.29
Utilidad neta diluida por acción ordinaria ¹	0.28	0.31	0.15	0.29
Utilidad neta diluida por acción ordinaria antes de ítemes inusuales ¹	0.27	0.07	0.15	0.29

¹ Atribuible a los accionistas de Methanex Corporation.

Una discusión y análisis de nuestros resultados para el cuarto trimestre de 2011 se describe en el informe Discusión y Análisis de la Administración del Cuarto Trimestre 2011 presentado antes de Canadian Securities Administrators y del U.S. Securities and Exchange Commission y se incorporan aquí por referencia.

INFORMACION SELECCIONADA ANUAL

(\$ MILLONES, EXCEPTO CUANDO SE INDIQUE LO CONTRARIO)	2011	2010	2009 ²
Ventas	\$ 2,608	\$ 1,967	\$ 1,198
Resultado neto ¹	201	96	1
Resultado neto antes de ítemes inusuales ¹	201	74	1
Utilidad neta básica por acción ¹	2.16	1.04	0.01
Utilidad diluida por acción ordinaria ¹	2.06	1.03	0.01
Utilidad diluida por acción ordinaria antes de ítemes inusuales ¹	2.06	0.79	0.01
Dividendos declarados por acción en efectivo	0.665	0.620	0.620
Total activos	3,394	3,141	2,923
Total pasivos financieros de largo-plazo	886	1,105	982

¹ Atribuible a los accionistas de Methanex Corporation.

² Las cifras de 2009 se presentan de acuerdo con los PCGA de Canadá. La Compañía convergió a las NIIF el 1 de enero de 2010 y las cifras de 2009 no han sido actualizadas para estar de acuerdo con las NIIF.

CONTROLES Y PROCEDIMIENTOS

Controles y Procedimiento de Divulgación

Los controles y procedimiento de divulgación son aquellos controles y procedimientos que están diseñados para asegurar que la información requerida a ser revelada en las presentaciones bajo las regulaciones vigentes de valores, es registrada, procesada, resumida e informada dentro de periodos específicos. Al 31 de Diciembre de 2011, bajo la supervisión y con la participación de nuestra administración, inclusive nuestro Gerente General y el Gerente de Finanzas, efectuamos una evaluación de la eficacia del diseño y operación de los controles y procedimientos de revelación de la Compañía. Basándose en esta evaluación, el Gerente General y el Gerente de Finanzas han concluido que nuestros controles y procedimientos de divulgación son efectivos.

Informe Anual de la Administración sobre el Control Interno de los Informes Financieros

La gerencia es responsable de establecer y mantener un sistema de control interno adecuado sobre la información financiera. El control interno sobre la información financiera incluye aquellas políticas y procedimientos que (1) están relacionadas con la mantención de los registros que, con un detalle razonable, en forma exacta y razonablemente reflejan las transacciones y usos de nuestros activos; (2) entrega una certeza razonable que todas las transacciones son registradas apropiadamente para permitir la preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contable generalmente aceptados, y que nuestros ingresos y desembolsos son efectuados de acuerdo con las autorizaciones de la administración y directores; y (3) provee una seguridad razonable respecto de la prevención o detección oportuna de compras no autorizadas, uso o disposición de nuestros activos que pudieran tener un efecto material sobre los estados financieros.

El diseño de cualquier sistema de control interno y procedimientos se basa en parte en ciertos supuestos sobre la probabilidad de eventos futuros. No puede existir seguridad de que algún diseño pueda tener éxito en lograr sus objetivos bajo todas las condiciones potenciales futuras, sin importar cuán remotos sean.

Bajo la supervisión y con la participación de nuestro Gerente General y el Gerente de Finanzas, la administración llevó a cabo una evaluación de la eficacia de nuestro control interno sobre la información financiera al 31 de diciembre 2011, basándose en el marco de trabajo descrito en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el

Comité de Organizaciones Patrocinador de la Comisión Treadway. Basándose en esta evaluación, bajo este marco de trabajo, la administración concluyó que nuestro control interno sobre la información financiera era efectivo a dicha fecha.

KPMG LLP, una empresa de contadores públicos independientes registrados, quienes auditaron y opinaron sobre nuestros estados financieros consolidados, han emitido su reporte de certificación respecto de la efectividad de nuestro sistema de control interno sobre los informes financieros al 31 de diciembre 2011. Esta certificación se incluye en la tercera página de nuestros estados financieros consolidados.

Cambios en los Controles Internos sobre la Información Financiera

No ha habido cambios durante el año terminado al 31 de diciembre de 2011 en los controles internos sobre informes financieros que haya afectado materialmente, o que sea razonablemente probable que afecten los controles internos sobre dichos informes financieros.

DECLARACIONES DE PROYECCIONES FUTURAS

Esta Discusión y Análisis de la Administración ("MD&A") del 2011, contiene declaraciones de proyecciones futuras respecto de nosotros y a nuestra industria. Estas declaraciones se refieren a eventos futuros o nuestro desempeño futuro. Todas las declaraciones que no sean declaraciones de hechos históricos son declaraciones de proyecciones futuras. Las declaraciones que incluyen las palabras "cree," "espera," "puede," "sería," "debería," "potencial," "estimaciones," "anticipa," "objetivo," "meta," u otros términos comparables y afirmaciones similares de declaraciones de naturaleza futura o de proyecciones futuras identifican declaraciones de proyecciones futuras.

Más en particular y sin limitación, cualquier declaración en relación a las siguientes son declaraciones de proyecciones futuras:

demanda esperada para el metanol y sus derivados,

nueva oferta de metanol esperada y el calendario para la puesta en marcha de la misma,

fecha de cierre esperada (ya sea temporal o permanente) o re-inicio de oferta metanol existente (incluyendo nuestras propias plantas), incluyendo, sin limitación, la fecha y duración de cortes planificado por mantenimiento,

precios esperados del metanol y energía,

niveles esperados de las compras de metanol de comerciantes u otros terceros,

niveles previstos y el calendario y disponibilidad de suministro de gas natural a precios viable a cada una de nuestras plantas, incluyendo, sin limitación, los niveles de suministro de gas natural de las inversiones en exploración y desarrollo de gas natural en Chile y Nueva Zelanda,

compromisos, capital u otros comprometidos por terceros hacia exploración y desarrollo futuro de gas natural en las cercanías de nuestras plantas,

gastos de capital esperado, incluyendo, sin límites, gastos de capital para apoyar la exploración y desarrollo de gas natural para nuestras plantas y el reinicio de nuestras plantas ociosas de metanol,

tasas de producción esperadas de nuestras plantas, incluyendo, sin límites, nuestras plantas de Chile y el reinicio planificado de la planta Motunui 1 en Nueva Zelanda,

costos de operación esperados, incluyendo la materia prima de gas natural y los costos de logística,

capacidad para reducir las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero de nuestras operaciones,

tasas de impuesto esperadas o resoluciones de disputas tributarias,

flujos de caja esperados, capacidad de generación de ingresos y precio de la acción,

capacidad para cumplir con los convenios u obtener exenciones relacionados con nuestras obligaciones de deuda a largo plazo, incluyendo, sin limitación, la deuda con garantías limitadas de Egipto que tiene condiciones asociadas con la finalización de ciertos registros de propiedad e hipotecas relacionadas que requieren acciones por parte de entidades del gubernamentales de Egipto,

disponibilidad de facilidades de crédito comprometidas y otro financiamiento,

estrategia de distribución a los accionistas y distribuciones esperadas a los accionistas,

viabilidad comercial de, o capacidad para ejecutar, proyectos futuros, reinicio de plantas, expansiones de la capacidad de producción, reubicación de plantas u otras iniciativas de negocios u oportunidades, incluyendo la reubicación planificada de una de nuestras plantas ociosas de metanol de Chile a la Costa del Golfo de los Estados Unidos,

fortaleza financiera y capacidad para hacer frente a compromisos financieros futuros,

actividad económica mundial o regional esperada (incluyendo niveles de producción industrial),

resultados esperados de litigios u otras disputas, reclamos o revisiones,

impacto esperado de las medidas reglamentarias, incluidas las evaluaciones de carcinogenicidad de metanol, formaldehído y MTBE, la imposición de límites de emisión de formaldehído y legislación relacionada con las emisiones de CO₂,

acciones esperadas de los gobiernos, agencias gubernamentales, proveedores de gas, los juzgados y tribunales, o de terceros, y

impacto esperado en nuestros resultados de operaciones en Egipto y nuestra situación financiera como consecuencia de las medidas adoptadas por el Gobierno de Egipto y sus organismos.

Creemos que tenemos una base razonable para efectuar tales declaraciones de proyecciones futuras. Las declaraciones de proyecciones futuras en este documento se basan en nuestra experiencia, nuestra percepción de las tendencias, las condiciones actuales y acontecimientos futuros esperados, así como otros factores. Ciertos factores materiales o supuestos han sido adoptados al llegar a estas conclusiones o en la preparación de los presupuestos o proyecciones que se incluyen en estas declaraciones de proyecciones futuras incluyendo, sin limitaciones, expectativas futuras y supuestos relativos a los siguientes:

oferta, demanda y precio de metanol, derivados de metanol, gas natural, petróleo y petróleo sus derivados,

éxito de la exploración de gas natural en Chile y Nueva Zelanda y nuestra capacidad para conseguir a un precio económico gas natural en Chile, Nueva Zelanda y Canadá,

tasas de producción de nuestras plantas,

recepción de consentimientos o aprobaciones de terceros, incluyendo sin limitación, registros gubernamentales de derechos de propiedades e hipotecas relacionadas en Egipto, aprobaciones gubernamentales relación con derechos de exploración de gas natural, derechos de comprar gas natural, o el establecimiento de nueva normativa para combustibles,

costos de operación incluyendo materia prima de gas natural y costos de logística, costos de capital, tasas de impuesto, flujos de efectivo, tasa de cambio y tasas de interés,

disponibilidad de facilidades de crédito comprometidas y otro financiamiento,

plazos de finalización y costo de nuestro proyecto de reinicio de Motunui en Nueva Zelanda,

actividad económica mundial y regional (incluyendo niveles de producción industrial),

ausencia de desastres naturales importantes o pandemias mundiales,,

ausencia de cambios negativos importantes en las leyes o reglamentos,

precisión y la sostenibilidad de las opiniones entregadas por nuestros asesores legales, contables y otros asesores profesionales,

ausencia de efectos negativos producto de la inestabilidad política en los países en los que operamos, y

cumplimiento de las obligaciones contractuales y capacidad de ejecutar las obligaciones contractuales por parte de los clientes, proveedores y otras terceras partes.

Sin embargo, las declaraciones de proyecciones futuras, dada su naturaleza, conllevan riesgos e incertidumbres que pueden ocasionar que los resultados reales difieran materialmente de aquellos contemplados en las declaraciones de proyecciones futuras. Los riesgos e incertidumbres incluyen principalmente aquellos que dicen relación con la producción y comercialización de metanol y con llevar a cabo exitosamente importantes proyectos de inversión de capital en diversas jurisdicciones, incluyendo sin limitación:

las condiciones en la industria del metanol y otras industrias, incluyendo las fluctuaciones en la oferta, la demanda y el precio de metanol y sus derivados, incluyendo la demanda de metanol para usos energéticos,

el precio del gas natural, petróleo y derivados del petróleo,

el éxito de las actividades de exploración y desarrollo de gas natural en el sur de Chile y Nueva Zelanda y nuestra habilidad para obtener cualquier cantidad de gas adicional en de Chile y Nueva Zelanda y Canadá en términos comercialmente aceptables,

la habilidad de llevar a cabo iniciativas y estrategias corporativas exitosamente,

acciones de los competidores, proveedores e instituciones financieras,

acciones de los gobiernos y las autoridades gubernamentales incluyendo, sin limitación, la implementación de políticas y otras medidas que podrían tener un impacto en la oferta o demanda de metanol o sus derivados,

cambios en las leyes o reglamentos,

restricciones de importación o exportación, medidas anti-dumping, aumento de derechos aduaneros, impuestos y regalías de gobierno, y otras acciones por parte de los gobiernos que pueden afectar negativamente a nuestras operaciones o contratos existentes,

condiciones económicas mundiales, y

otros riesgos descritos en nuestro reporte Discusión y Análisis de la Administración de 2011.

Teniendo en cuenta estos y otros factores, los inversionistas u otros lectores están advertidos de no depositar confianza excesiva en las declaraciones de proyecciones futuras. Ellas no son un sustituto del ejercicio personal de una debida revisión y aplicación de juicio propio. Los resultados anticipados en las declaraciones de proyecciones futuras pueden no materializarse, y no nos comprometemos a actualizar las declaraciones de proyecciones futuras, con excepción de lo requerido por las leyes de valores correspondientes.

RESPONSABLES DE LOS INFORMES FINANCIEROS

Los estados financieros consolidados y toda la información financiera contenida en el informe anual son de responsabilidad de la administración. Los estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, y donde corresponda, han incorporado estimaciones basadas en el mejor juicio de gerencia.

La gerencia es responsable de establecer y mantener controles internos adecuados sobre el proceso de informes financieros. Bajo la supervisión y con la participación de nuestra gerencia, incluyendo al Gerente General y Gerente de Finanzas, realizamos una evaluación de la efectividad de nuestros controles internos sobre el proceso de informes financieros basándonos en el marco de control interno establecido en Control Interno - Marco Integrado emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway. Basado en nuestra evaluación, nuestra gerencia concluyó que el sistema de controles internos sobre el proceso de informes fue efectivo al 31 de Diciembre de 2011.

El Directorio es responsable de garantizar que la gerencia cumple sus responsabilidades respecto de los informes financieros y el control interno, y es responsable de la revisión y aprobación de los estados financieros consolidados. El Directorio lleva a cabo esta responsabilidad principalmente mediante el Comité de Auditoría, Finanzas y Riesgos (el Comité).

El Comité está compuesto de cinco directores que no tienen la posición de gerentes, todos los cuales son independientes como lo definen las normas vigentes en Canadá y en Estados Unidos. El Comité es nombrado por el Directorio para ayudarlo a cumplir su responsabilidad supervisora respecto a: la integridad de los estados financieros de la Compañía, los comunicados de prensa y presentación de información a entes reguladores de mercado; el proceso de informes financieros; los sistemas de controles internos contables y financieros; las calificaciones profesionales e independencia del auditor externo; el desempeño de los auditores externos; los procesos de administración de riesgos; los planes financieros; los planes de pensión; y el cumplimiento de la Compañía con las políticas éticas y los requisitos legales y regulatorios.

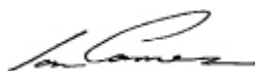
El Comité se reúne regularmente con la gerencia y los auditores de la Compañía. KPMG LLP, Contadores Externos, para discutir situaciones de control interno y asuntos importantes sobre informes financieros y de contabilidad. KPMG tiene acceso total e irrestricto al Comité. KPMG ha auditado los estados financieros consolidados y la eficacia de los controles internos sobre los informes financieros. Sus opiniones se incluyen en el Informe Anual.



A. Terence Poole
Presidente del Comité de Auditoría,
Finanzas y Riesgos
15 de Marzo 2012



Bruce Aitken
Presidente y
Gerente General



Ian Cameron
Vice Presidente Ejecutivo, Gerente Desarrollo
Corporativo y Gerente de Finanzas

Informe de los Auditores Independientes de la Firma de Auditores

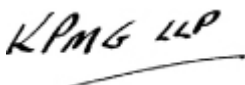
A los Accionistas y Directorio de Methanex Corporation

Hemos auditado los estados de posición financiera consolidados de Methanex Corporation al 31 de Diciembre de 2011, 31 de Diciembre de 2010 y 1 de enero 2010 y los estados consolidados relacionados de resultados, resultados integrales, cambios en el patrimonio, y flujos de efectivo para los años terminados el 31 de Diciembre de 2011, 31 de Diciembre de 2010. Estos estados financieros consolidados son de responsabilidad de la administración de Methanex Corporation. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados basados en nuestras auditorías.

Efectuamos nuestras auditorías de conformidad con las normas de auditoría generalmente aceptadas de Canadá y las normas de la Junta Supervisora de Contabilidad de Sociedades Públicas (Estados Unidos). Estos estándares requieren que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener seguridad razonable que los estados financieros no contienen errores materiales. Una auditoría incluye examinar, en base a pruebas, evidencia que respalda los montos y revelaciones de los estados financieros. Una auditoría también incluye la evaluación de los principios contables aplicados, y las estimaciones significativas hechas por la gerencia, como asimismo evaluar la presentación general de los estados financieros. Creemos que nuestra auditoría entrega una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados referidos anteriormente presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la posición financiera de Methanex Corporation al 31 de Diciembre de 2011, 31 de Diciembre de 2010 y 1 de enero 2010, y su rendimiento financiero consolidado y flujos de caja consolidados por los años terminados el 31 de Diciembre de 2011 y 31 de Diciembre de 2010 de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board.

También hemos auditado, de conformidad con las normas de la Junta Supervisora de Contabilidad de Sociedades Públicas (Estados Unidos), la eficacia de los controles internos de Methanex Corporation sobre los informes financieros al 31 de diciembre 2011, sobre la base de los criterios establecidos en el Control Interno – Marco Integral emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (COSO), y nuestro informe de fecha 15 de marzo de 2012 expresó una opinión sin salvedades sobre la efectividad de los controles internos sobre los informes financieros de Methanex Corporation.



Chartered Accountants
Vancouver, Canada
15 de Marzo 2012

Informe de los Contadores Públicos Registrados Independientes

A los Accionistas y Directorio de Methanex Corporation

Hemos auditado los controles internos sobre los informes financieros de Methanex Corporation ("la Sociedad") al 31 de Diciembre 2011, basándose en los criterios establecidos en Control Interno - Marco Integrado emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (COSO). La administración de la Sociedad es responsable de mantener controles internos efectivos sobre los informes financieros y por la evaluación de la eficacia de los controles internos sobre los informes financieros que se incluye en la sección titulada "Informe Anual de la Administración sobre Controles Internos de Reportes Financieros" que se incluye en el Análisis y Discusión de la Administración. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre la efectividad de los controles internos de la Compañía sobre los informes financieros basados en nuestra auditoría.

Efectuamos nuestra auditoría de conformidad con los estándares de la Junta Supervisora de Contabilidad de Sociedades Públicas (Estados Unidos). Aquellos estándares requieren que nosotros planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de que un control interno efectivo sobre la información financiera se mantuvo en todos los aspectos materiales. Nuestra auditoría incluyó la obtención de la comprensión de controles internos sobre los informes financieros, la evaluación de los riesgos de que pudiere existir una debilidad material, y probar y evaluar el diseño y su efectividad de su operación de los controles internos, sobre la base del riesgo evaluado. Nuestra auditoría también incluyó la ejecución de otros procedimientos en la medida que se consideraron necesarios en las circunstancias. Creemos que nuestra auditoría entrega una base razonable para nuestra opinión.

El control interno de una sociedad sobre los informes financieros es un proceso diseñado para entregar una seguridad razonable con respecto a la confiabilidad de los informes financieros y la preparación de los estados financieros para efectos externos de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados. El control interno de una Sociedad sobre informes financieros incluye aquellas políticas y procedimientos que (1) digan relación con la mantención de registros que, en detalle razonable, reflejan en forma precisa y justa las transacciones y usos de los activos de la sociedad; (2) entregan una seguridad razonable de que las transacciones se han registrado según sea necesario para permitir la preparación de los estados financieros de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados, y que los ingresos y gastos de la sociedad se han realizado de conformidad con las autorizaciones de la gerencia y los directores de la sociedad; y; (3) entregan una seguridad razonable sobre la prevención o la detección oportuna de la adquisición, uso o enajenación de activos de la sociedad sin la autorización debida, que podrían tener un efecto importante en los estados financieros.

Debido a las limitaciones inherentes, los controles internos sobre informes financieros podrían no impedir ni detectar errores. Además, las proyecciones de una evaluación de la eficacia a periodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles se conviertan inadecuados debido a los cambios en las condiciones, o que el grado de cumplimiento con las políticas o procedimientos se pueda deteriorar.

En nuestra opinión, la sociedad mantuvo, en todos los aspectos materiales, controles internos efectivos sobre informes financieros al 31 de Diciembre de 2011, basándose en los criterios establecidos en Controles Internos- Marco Integrado emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (COSO).

También hemos efectuado una auditoría de conformidad con las normas de auditoría generalmente aceptados en Canadá y normas de la Junta Supervisora de Contabilidad de Sociedades Públicas (Estados Unidos) de los estados consolidados de situación financiera de la Compañía al 31 de Diciembre de 2011, 31 de Diciembre de 2010 y 1 de enero 2010 y los estados consolidados relacionados de resultados, resultados integrales, cambios en el patrimonio, y flujos de efectivo para los años terminados 31 de Diciembre de 2011 y 31 de Diciembre de 2010 y nuestro informe de fecha 15 de Marzo de 2012 expresa una opinión sin salvedades sobre dichos estados financieros consolidados.



Chartered Accountants
Vancouver, Canada
15 de Marzo 2012

Estados Consolidados de Situación Financiera

(Miles de dólares americanos, excepto número de acciones ordinarias)

AL	Dic 31 2011	Dic 31 2010	Enero 1 2010
ACTIVOS			
Activos circulantes:			
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 350,711	\$ 193,794	\$ 169,788
Cuentas por Cobrar (nota 3)	378,430	320,027	257,418
Inventarios (nota 4)	281,015	229,657	170,904
Gastos anticipados	24,465	26,877	23,893
	1,034,621	770,355	622,003
Activo fijo:			
Propiedad, planta y equipo (nota 5)	2,233,023	2,258,576	2,226,673
Otros activos (nota 7)	125,931	111,762	134,905
	2,358,954	2,370,338	2,361,578
	\$ 3,393,575	\$ 3,140,693	\$ 2,983,581
PASIVOS Y PATRIMONIO			
Pasivos circulantes:			
Cuentas por pagar, otros pasivos y provisiones	\$ 327,130	\$ 259,039	\$ 238,699
Obligaciones largo plazo con vencimiento en el corto plazo (nota 8)	251,107	49,965	29,330
Lease financiero con vencimiento en el corto plazo (nota 9)	6,713	11,570	10,655
Otros pasivos largo plazo con vencimiento en el corto plazo (nota 10)	18,031	9,677	4,304
	602,981	330,251	282,988
Pasivos a largo plazo:			
Obligaciones largo plazo (nota 8)	652,148	896,976	884,914
Lease financiero (nota 9)	55,979	67,842	79,506
Otros pasivos largo plazo (nota 10)	178,172	140,570	97,509
Impuesto diferido por pagar (nota 16)	302,332	295,431	290,390
	1,188,631	1,400,819	1,352,319
Patrimonio:			
Capital			
25,000,000 acciones preferentes autorizadas sin valor par o nominal			
Autorización ilimitada de acciones ordinarias sin valor par o nominal			
Acciones ordinarias emitidas y vigentes a1 31 de Diciembre 2011 eran			
93,247,755 (2010 – 92,632,022)	455,434	440,092	427,792
Sobreprecio en venta de acciones	22,281	25,393	26,981
Utilidades retenidas	942,978	813,819	776,139
Otras pérdidas integrales acumuladas	(15,968)	(26,093)	(19,910)
Patrimonio de los accionistas	1,404,725	1,253,211	1,211,002
Interés minoritario	197,238	156,412	137,272
Total patrimonio	1,601,963	1,409,623	1,348,274
	\$ 3,393,575	\$ 3,140,693	\$ 2,983,581

Compromisos y contingencias (notas 16 al 22)

Ver notas que acompañan los estados financieros consolidados.

Aprobado por el Directorio:



Terence Poole (Director)



Bruce Aitken (Director)

Estados Consolidados de Resultados

(Miles de dólares americanos, excepto número de acciones ordinarias)

PARA LOS AÑOS TERMINADOS 31 DICIEMBRE	2011	2010
Ingresos por ventas	\$ 2,608,037	\$ 1,966,583
Costo de ventas y gastos de la operación (nota 11)	(2,107,320)	(1,694,865)
Depreciación y amortización	(156,667)	(137,214)
Utilidad en la venta de activos de Kitimat	–	22,223
Resultado operacional	344,050	156,727
Gastos financieros (nota 12)	(61,797)	(30,648)
Ingresos financieros y otros egresos	1,667	2,454
Resultado antes de impuestos	283,920	128,533
Impuestos a la renta (nota 16):		
Corriente	(36,241)	(29,463)
Diferido	(19,679)	(5,041)
	(55,920)	(34,504)
Resultado neto	\$ 228,000	\$ 94,029
Atribuible a:		
Accionistas de Methanex Corporation	\$ 201,326	\$ 96,019
Interés minoritario	26,674	(1,990)
	\$ 228,000	\$ 94,029
Resultado del periodo atribuible a los accionistas de Methanex Corporation		
Utilidad neta básica por acción ordinaria	\$ 2.16	\$ 1.04
Utilidad neta diluida por acción ordinaria (nota 13)	\$ 2.06	\$ 1.03
Utilidad neta básica por acción ordinaria antes de partidas inusuales	\$ 2.16	\$ 0.80
Utilidad neta diluida por acción ordinaria antes de partidas inusuales	\$ 2.06	\$ 0.79
Promedio ponderado de acciones ordinarias vigentes	93,026,482	92,218,320
Promedio ponderado diluido de acciones ordinarias vigentes	94,360,956	93,509,799

Ver notas que acompañan los estados financieros consolidados

Estados Consolidados de Resultados Integrales

(Miles de dólares americanos)

PARA LOS AÑOS TERMINADOS 31 DICIEMBRE	2011	2010
Resultado neto	\$ 228,000	\$ 94,029
Otros ingresos integrales:		
Cambios en el valor justo de contratos de moneda forward, neto de impuestos (nota 19)	326	—
Cambios en el valor justo de contratos swap de tasa de interés, neto de impuesto (nota 16 y 19)	(3,764)	(25,985)
Pérdida realizada en swap de tasa de interés reclasificada a gastos por intereses	12,816	—
Pérdida realizada en swap de tasa de interés reclasificada a propiedad, planta y equipo	7,279	15,682
Pérdidas actuariales en planes definido de pensiones, neto de impuesto (notas 16 y 21(a))	(10,258)	(1,139)
	6,399	(11,442)
Resultado integral	\$ 234,399	\$ 82,587
Atribuible a:		
Accionistas de Methanex Corporation	\$ 201,193	\$ 88,697
Interés minoritario	33,206	(6,110)
	\$ 234,399	\$ 82,587

Ver notas que acompañan los estados financieros consolidados

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio

(Miles de dólares americanos, excepto número de acciones ordinarias)

	Número de Acciones Ordinarias	Capital	Sobreprecio en ventas de acciones	Utilidades Retenidas	Otras pérdidas integrales acumuladas	Total Patrimonio	Interés Minoritario	Total Patrimonio
Saldos, 1 enero 2010	92,108,242	\$ 427,792	\$ 26,981	\$ 776,139	\$ (19,910)	\$ 1,211,002	\$ 137,272	\$ 1,348,274
Utilidad neta (pérdida)	-	-	-	96,019	-	96,019	(1,990)	94,029
Otras pérdidas integrales	-	-	-	(1,139)	(6,183)	(7,322)	(4,120)	(11,442)
Gastos compensación por opciones de acciones	-	-	1,475	-	-	1,475	-	1,475
Emisión de acciones en ejercicio de opciones de acciones	523,780	9,237	-	-	-	9,237	-	9,237
Reclasificación de fecha valor equitativo al ejercer opciones de acciones	-	3,063	(3,063)	-	-	-	-	-
Pago dividendos a los accionistas de Methanex Corporation	-	-	-	(57,200)	-	(57,200)	-	(57,200)
Distribuciones interés minoritario	-	-	-	-	-	-	(750)	(750)
Contribuciones de capital por interés minoritario	-	-	-	-	-	-	26,000	26,000
Saldos, 31 Diciembre 2010	92,632,022	440,092	25,393	813,819	(26,093)	1,253,211	156,412	1,409,623
Resultado neto	-	-	-	201,326	-	201,326	26,674	228,000
Otras ingresos integrales (pérdidas)	-	-	-	(10,258)	10,125	(133)	6,532	6,399
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	837	-	-	837	-	837
Emisión de acciones ejercicio de opciones de acciones	615,733	11,393	-	-	-	11,393	-	11,393
Reclasificación de fecha valor equitativo al ejercer opciones de acciones	-	3,949	(3,949)	-	-	-	-	-
Pago dividendos a los accionistas de Methanex Corporation	-	-	-	(61,909)	-	(61,909)	-	(61,909)
Distribuciones interés minoritario	-	-	-	-	-	-	(11,580)	(11,580)
Contribuciones de capital por interés minoritario	-	-	-	-	-	-	19,200	19,200
Saldos, 31 de Diciembre 2011	93,247,755	\$ 455,434	\$ 22,281	\$ 942,978	\$ (15,968)	\$ 1,404,725	\$ 197,238	\$ 1,601,963

Ver notas que acompañan los estados financieros consolidados

Estados Consolidados de Flujo de Efectivo

(Miles de dólares americanos)

PARA LOS AÑOS TERMINADOS 31 DICIEMBRE	2011	2010
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERACIONALES		
Resultado neto	\$ 228,000	\$ 94,029
Agregar (deducir) ítems sin movimiento de efectivo:		
Depreciación y amortización	156,667	137,214
Utilidad en la venta de activos de Kitimat	–	(22,223)
Gastos por Impuestos a la renta	55,920	34,504
Gastos por compensaciones basadas en acciones (recuperación)	(4,890)	36,084
Costos financieros	61,797	30,648
Otros	3,459	8,047
Impuesto a la renta pagado	(46,331)	(9,090)
Otros pagos en efectivo, incluyendo compensaciones basadas en acciones	(10,303)	(6,049)
Flujo de efectivo de actividades operacionales antes de lo indicado a continuación	444,319	303,164
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo (nota 17)	35,388	(120,618)
	479,707	182,546
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES FINANCIERAS		
Dividendos pagados a los accionistas de Methanex Corporation	(61,909)	(57,200)
Intereses pagado, incluyendo liquidación de swap de tasa de interés	(60,467)	(63,704)
Obligaciones con garantías limitadas	2,700	67,515
Pagos de Obligaciones con garantías limitadas	(49,650)	(30,991)
Cambios en cuentas de provisiones financiamiento de proyectos	(27,291)	372
Contribuciones de capital accionistas minoritarios	19,200	26,000
Distribuciones accionistas minoritarios	(8,239)	(750)
Emisión de acciones por ejercicio de opciones de acciones	11,393	9,237
Pagos de leases financieros y otros pasivos a largo plazo	(5,964)	(11,583)
	(180,227)	(61,104)
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSION		
Ingresos de ventas de activos	–	31,771
Propiedad, planta y equipo	(127,524)	(122,082)
Activos petróleo y gases	(30,098)	(24,233)
GeoPark reembolsos	7,551	20,227
Otros activos	–	(769)
Cambios en capital de trabajo no-monetario relacionado con actividades de inversión (nota 17)	7,508	(2,350)
	(142,563)	(97,436)
Aumento de efectivo y efectivo equivalente	156,917	24,006
Efectivo y efectivo equivalente a principios de año	193,794	169,788
Efectivo y efectivo equivalente a fines de año	\$ 350,711	\$ 193,794

Ver notas que acompañan los estados financieros consolidados

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(Los montos se muestran en miles de dólares US, excepto donde se señale)

Año terminado al 31 de diciembre 2011

1. Naturaleza de las operaciones:

Methanex Corporation ("la Compañía") es una entidad constituida con oficinas corporativas en Vancouver, Canadá. Las operaciones de la Compañía consisten en la producción y venta de metanol, un producto básico químico. La Compañía es el mayor proveedor mundial de metanol para los principales mercados internacionales de Asia y el Pacífico, América del Norte, Europa y América Latina.

2. Políticas contables significativas:

a) Declaración de cumplimiento:

Estos estados financieros consolidados se preparan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS), según lo publicado por el International Accounting Standards Board (IASB). Estos son los primeros estados financieros consolidados bajo IFRS de la Compañía y la IFRS 1, Adopción por Primera Vez de IFRS, se ha aplicado. Los estados financieros consolidados fueron aprobados y autorizados para su emisión por el Directorio el 15 de marzo de 2012.

Los estados financieros consolidados de la Compañía fueron preparados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Canadá (Canadian GAAP) hasta el 31 de diciembre de 2010. Los PCGA de Canadá difieren de los IFRS en algunas áreas y, en consecuencia, las políticas contables significativas aplicadas en la preparación de estos estados financieros consolidados resumidos se describen a continuación y han sido aplicadas en forma consistente a todos los períodos presentados, excepto en los casos en que la IFRS 1 exige o permite una exención. Una explicación de cómo la transición desde los PCGA de Canadá a IFRS ha afectado a los Estados Consolidados de Resultados, Resultado Integral, Situación Financiera, Flujos de Efectivo y Cambios en el Patrimonial de la Compañía se presenta en la nota 24. Esta nota incluye información sobre las disposiciones de la IFRS 1 y las exenciones que la Compañía eligió aplicar, conciliaciones de activos, pasivos, patrimonio, resultado neto y resultado integrales para el período comparativo y a la fecha de transición, 1 de enero de 2010.

b) Bases de presentación y consolidación:

Estos estados financieros consolidados incluyen los estados financieros de la Compañía, sus subsidiarias y las subsidiarias en donde existe el control y la proporción de los estados financieros en entidades controladas en forma conjunta. Las subsidiarias de propiedad total son entidades en las cuales la Compañía tiene el control, directa o indirectamente, en donde el control se define como el poder de gobernar las políticas financieras y operativas de una empresa a fin de obtener beneficios de sus actividades. Para aquellas entidades en donde no tenemos la propiedad absoluta y para las cuales la Compañía tiene el control, la participación no controladora se incluye en los estados financieros consolidados de la Compañía y representa los intereses de los accionistas no controladores en los activos netos de la entidad. La Sociedad también consolida las entidades de propósitos especiales cuando la sustancia de la relación indica que la Compañía tiene el control. Todas las transacciones y balances significativos entre empresas relacionadas han sido eliminados. La preparación de estos estados financieros consolidados requiere de estimaciones, juicios y supuestos que afectan a los montos informados y revelados en los estados financieros y sus notas. Las áreas de estimaciones y juicios que la administración considera más importantes son los inventarios (Nota 2 (f)), las propiedades, planta y equipo (nota 2 (g)), las propiedades de petróleo y gas (notas 2 (g) y 2 (h)), los instrumentos financieros (Nota 2 (o)), y los impuestos a la renta (Nota 2 (p)). Los resultados reales podrían diferir de estas estimaciones.

c) Moneda del informe y conversión de moneda extranjera:

La moneda funcional es la moneda del entorno económico principal en que opera la entidad. La mayor parte de los negocios de la Compañía en todas las jurisdicciones se transan en dólares estadounidenses y, por consiguiente, estos estados financieros consolidados han sido medidos y expresados en esa moneda. La Compañía traduce las monedas extranjeras denominadas partidas no monetarias a los tipos de cambios vigentes a las fechas del balance general, las monedas extranjeras denominadas partidas no monetarias a tasas históricas, y los ingresos y gastos a los tipos de cambios de las fechas de las transacciones. Las ganancias y pérdidas por diferencias de cambio se incluyen en los resultados.

d) Efectivo equivalentes:

Los equivalentes de efectivo incluyen valores con vencimiento a tres meses o menos desde la fecha de compra.

e) Cuentas por cobrar:

La Compañía da crédito a sus clientes en el curso normal de sus negocios. La Compañía realiza evaluaciones de créditos de sus clientes en forma continua y mantiene provisiones por potenciales pérdidas. La Compañía registra provisiones por cuentas incobrables o castiga el monto por cobrar hasta su valor neto estimado de realización si no se espera su recuperación total. Las pérdidas por crédito históricamente han estado dentro del rango de las expectativas de la gerencia.

f) Inventarios:

Los inventarios se valorizan al más bajo, entre el costo y el valor neto realizable estimado. El costo es determinado sobre la base primero en entrar primero en salir e incluye costos directos de compra, costos de producción, la asignación de los gastos generales de producción y la depreciación basada en la capacidad de operación normal y transporte.

g) Propiedad, planta y equipo:

Reconocimiento inicial

Propiedad, planta y equipo se registra inicialmente al costo. El costo incluye desembolsos que son directamente atribuibles a la adquisición del activo. El costo de los activos auto-construidos incluye el costo de los materiales y mano de obra directa, otros costos directamente atribuibles para poner los activos en una condición de funcionamiento para el uso previsto, los costos de desmantelamiento y remoción de los elementos y costos para restaurar el sitio en el que están ubicados y los costos de endeudamiento de los activos auto-construidos que cumplen ciertos criterios. Los costos de financiamiento, incluyendo el impacto de las coberturas de flujos de efectivo relacionadas, incurridos durante la construcción y puesta en marcha se capitalizan hasta que la planta está operando en la forma prevista por la administración.

Costos subsecuentes

Las costos de mantención y reparaciones de rutina se cargan a gastos cuando se incurrir. A intervalos regulares, la Compañía lleva a cabo un cierre programado e inspección (cambio total) en sus plantas para llevar a cabo trabajos de mantenimiento mayor y reemplazar catalizadores. Los costos asociados con estos cierres se capitalizan y se amortizan durante el período hasta el próximo cambio total planificado.

Depreciación

La depreciación y amortización generalmente se determina en base lineal, a tasas calculadas para amortizar el costo de la propiedad, planta y equipo desde el inicio de las operaciones comerciales a lo largo de sus vidas útiles estimadas hasta su valor residual estimado. La vida útil estimada de los edificios de la Compañía, las instalaciones de la planta y la maquinaria es de 5 a 25 años.

La Compañía revisa la depreciación y las tasas de amortización de la propiedad, planta y equipo sobre una base anual y, si es necesario, los cambios se contabilizan en forma prospectiva.

Los activos bajo arrendamiento financiero se deprecian a su valor residual estimado basado en el más corto de su vida útil y el plazo del contrato de arrendamiento.

Propiedades de petróleo y gas

Los costos incurridos en propiedades de petróleo y gas natural con reservas probadas se capitalizan en el rubro propiedad, planta y equipo, incluyendo la reclasificación de los costos de exploración asociados y de propiedades abandonadas. Estos costos se amortizan bajo el método de unidades de producción, teniendo en cuenta las reservas probadas estimadas y los costos de desarrollo futuros estimados. Las reservas probadas y probables para las propiedades de petróleo y gas se estiman sobre la base de reportes de reservas independientes y representan las cantidades estimadas de gas natural que se consideran comercialmente viables. Estas estimaciones de las reservas se utilizan para determinar la depreciación y para evaluar el valor libro de las propiedades de petróleo y gas. La contabilización de los costos incurridos las propiedades de exploración de petróleo y gas con reservas no probadas se describen en la nota 2(h).

Pérdida de valor

La Compañía revisa el valor libro de activos de larga vida por deterioro cuando existen eventos o cambios en las circunstancias que indican que el valor libros de un activo puede no ser recuperable. Ejemplos de tales eventos o cambios de las circunstancias incluyen, pero no se limitan a: cambios adversos significativos en el alcance o manera en que se utiliza el activo o, en su condición física; un cambio significativo en el precio o la disponibilidad de materia prima de gas natural necesario para la fabricación de metanol; un cambio adverso significativo en los factores legales o en el clima de negocios que podrían afectar el valor del activo, incluyendo una acción adversa o evaluación por un gobierno extranjero que impacta el uso del activo; o una pérdida operacional o de flujo de efectivo en el período actual combinado con un historial de pérdidas operacionales o de flujo efectivo, o una proyección o pronóstico que demuestra las continuas pérdidas asociadas con el uso del activo. La recuperabilidad de los activos de larga vida se mide comparando el valor libro de un activo o unidad generadora de efectivo con el valor justo estimado antes de impuestos, que se determina mediante la medición de los flujos de efectivo esperados antes de impuestos, que se espera sean generados por el activo o unidad generadora de efectivo a largo de su vida útil estimada descontados a una tasa de descuento antes de impuestos. Un castigo por deterioro se registra por la diferencia en que el valor libro exceda el valor justo antes de impuestos. Un castigo por deterioro reconocido en ejercicios anteriores para un activo o unidad generadora de efectivo se revierte si se ha producido una posterior recuperación en el valor del activo o unidad generadora de efectivo, debido a los cambios en los eventos y circunstancias. Para efectos del reconocimiento y medición de un castigo por deterioro, agrupamos nuestros activos de larga vida con otros activos y pasivos para formar una "unidad generadora de efectivo" al nivel más bajo para el cual se pueden identificar flujos de efectivo son en gran parte independiente de los flujos de efectivo de otros activos y pasivos. En la medida que nuestras plantas de metanol en un lugar determinado son interdependientes, como resultado de una infraestructura común y/o materia prima de fuentes compartidas que pueden ser compartidas dentro de una planta en particular, agrupamos nuestros activos basados en las ubicaciones de las plantas con el propósito de determinar el deterioro.

h) Otros activos:

Los activos intangibles se capitalizan en otros activos y se amortizan e incluyen en gastos de depreciación y amortización sobre una base apropiada para cargar el costo de los activos a resultados.

Los costos financieros relacionados con líneas de financiamiento no giradas se capitalizan en otros activos y se amortizan como gasto financiero durante el periodo de la línea de crédito. Los costos financieros relacionados con financiamiento para proyectos se capitalizan en otros activos hasta que el financiamiento del proyecto es totalmente girado. Una vez que el financiamiento del proyecto es totalmente girado, estos costos se reclasifican para presentar la obligación de largo plazo neta de costos financieros y se amortizan como gasto financiero durante el periodo de vigencia del crédito sobre una base de interés efectiva.

Los costos de exploración incurridos en propiedades de exploración de petróleo y gas natural con reservas no probadas se capitalizan en otros activos. A partir del reconocimiento de las reservas probadas y de la aprobación interna de desarrollo, estos costos son transferidos al rubro propiedad, planta y equipo y se deprecian utilizando un método de unidad de producción, teniendo en cuenta las reservas probadas estimadas. Los costos asociados con las propiedades que no tienen reservas probadas son transferidos a la propiedad, planta y equipo y quedan sujetos a amortización, desde el momento que son considerados abandonados por la administración. Tras la transferencia al rubro propiedad, planta y equipo, se lleva a cabo una evaluación de deterioro. La Compañía evalúa la recuperabilidad de las propiedades de exploración de petróleo y de gas como parte de una unidad generadora de efectivo, como se describe en la nota 2 (g).

i) Leases:

Los contratos de arrendamiento se clasifican como de financiamiento o arrendamiento operativo. Cuando los contratos se clasifican como arrendamientos operativos, los pagos se cargan a resultados en el año en que se incurren. Un arrendamiento se clasifica como arrendamiento financiero cuando se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad del activo arrendado. El activo y el pasivo asociado a un contrato de arrendamiento financiero se registran al valor menor entre el valor justo y el valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento, neto de costos de ejecución. Los pagos de arrendamiento se distribuirán entre gastos por intereses y pago de la deuda.

j) Costos por retiro de activos:

La Sociedad reconoce obligaciones para dismantelar y retirar los activos o para restaurar un sitio en el que se encuentren los bienes. La Sociedad estima el valor justo de la obligación determinando el costo actual de mercado requerido para liquidar la obligación de retiro de activo y lo ajusta por inflación hasta la fecha esperada de los gastos, y descuenta este monto al valor presente a la fecha en que la obligación se incurrió originalmente. Puesto que la obligación se registra inicialmente a su valor presente, esta aumenta cada período, hasta la fecha estimada de liquidación. El gasto resultante se denomina gasto de acreción y se incluye en costos financieros. La Sociedad revisa las obligaciones de retiro de activos periódicamente y ajusta la obligación y activo correspondiente según sea necesario para reflejar los cambios en los flujos de efectivo futuros estimados, fechas, inflación y tasas de descuento subyacentes en la medición del valor justo.

k) Beneficios futuros de los empleados:

La Compañía tiene planes de pensiones de beneficios definidos de carácter no contributivo que cubren a ciertos empleados y planes de pensiones definidos de contribución. La Compañía no ofrece beneficios post-retiro importantes excepto por los beneficios del plan de pensiones. Para los planes de pensiones definidos, el valor presente neto de las obligaciones por beneficios definidos y el valor justo de los activos del plan se registran en el estado de situación financiera. La determinación de las obligaciones por beneficios definidos y costo de la pensión asociados se basan en ciertos supuestos actuariales, incluyendo las tasas de inflación, el crecimiento salarial, la longevidad y rendimiento esperado de los activos del plan. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos futuros de efectivo estimados utilizando los actuales rendimientos de los bonos de mercado que tienen plazos de vencimiento que se aproximan a los términos de la obligación. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de las diferencias entre estos supuestos y los resultados reales se reconocen en otros resultados integrales y se registran en los resultados retenidos. El costo de planes de beneficios definidos de contribución se reconoce en la utilidad neta en la medida que se devenga a los empleados.

l) Compensación basada en acciones:

La Compañía otorga premios basados en acciones como un elemento de compensación. Los premios basados en acciones concedidos por la Compañía puede incluir opciones sobre acciones, derechos sobre revalorización de acciones tándem, derechos de revalorización de acciones, unidades de acciones diferidas, unidades de acciones restringidas o unidades de acciones de rendimiento.

Para las opciones de acciones concedidas por la Compañía, el costo del servicio recibido se mide sobre la base de una estimación del valor justo en la fecha de la concesión. El valor justo de la fecha de la concesión es reconocido como gastos de compensación durante el periodo de servicio relacionado con el correspondiente aumento en el excedente aportado. Al ejercer las opciones de acciones, el importe recibido, junto con los gastos de compensación previamente registrados como excedente aportado, se abonan al rubro. La Compañía utiliza el modelo de precios de opciones de Black-Scholes para estimar el valor justo de cada opción de acciones en la fecha de la concesión.

Los derechos sobre la revalorización de acciones (SARs) son unidades que otorgan a su tenedor el derecho a recibir un pago en efectivo al ejercer por la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio que se determina en la fecha de la concesión. Los derechos de apreciación de acciones tándem (TSARs) le da al tenedor una elección entre ejercer una opción de acciones normal o un SAR. En el caso de los SARs y TSARs el costo del servicio recibido como consideración es medido inicialmente en base a un valor justo estimado a la fecha de la concesión. El valor razonable de subvención a la fecha inicial es reconocido como

gasto de compensación durante el periodo de devengo con el correspondiente aumento en los pasivos. Para SARs y TSARs, la obligación se remide en cada fecha de presentación de informes sobre la base de una estimación del valor justo con los cambios en el valor justo reconocidos como gastos de compensación por la proporción del servicio que se ha prestado a esa fecha. La Compañía utiliza el modelo de la opción Black-Scholes para estimar el valor justo de los SARs y TSARs.

Las unidades de acciones diferidas, restringidas y de rendimiento son premios de acciones comunes nucleares que se pueden canjear por dinero en efectivo basado en el valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y no son diluyen para los accionistas. Las unidades de acciones de rendimiento tienen una característica adicional donde el número final de unidades que se devengan será determinado por el retorno total de los accionistas de la Compañía en relación a un objetivo predeterminado durante el período de devengo. El número de unidades que en última instancia se devengará, estará en el rango del 50% al 120% de la concesión original. Para las unidades de acciones diferidas, restringidas y de rendimiento, el costo del servicio recibido como contraprestación se mide inicialmente en base al valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía a la fecha de concesión. El valor justo de la subvención a la fecha inicial es reconocido como gasto de compensación durante el periodo de devengo con el correspondiente aumento en los pasivos. Las unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño se remiden en cada fecha de presentación de informes basado en el valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y los cambios en el valor justo son reconocidos como gastos de compensación por la proporción del servicio que se ha prestado a esa fecha.

Información adicional relacionada con el plan de opciones de acciones, los supuestos utilizados en el modelo de fijación de precios de opciones de Black-Scholes, los derechos de revalorización de las acciones tándem, los derechos de revalorización de acciones y las unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño de la Compañía se describen en la nota 14.

m) Utilidad neta por acción ordinaria:

La Sociedad calcula la utilidad neta básica por acción ordinaria dividiendo el resultado neto atribuible a los accionistas de Methanex por el número promedio ponderado de acciones ordinarias vigentes y calcula el resultado neto diluido por acción ordinaria bajo el método de acciones propias readquiridas. Bajo el método de acciones propias readquiridas, el promedio ponderado de acciones ordinarias vigentes para calcular el resultado neto diluido por acción supone que el total del ingreso por recibir al ejercer las opciones de acciones diluidas se aplica a la recompra de acciones ordinarias al precio promedio de mercado para el período. Las opciones de acciones se pueden diluir solamente cuando el precio promedio de mercado de acciones ordinarias durante el período supera el precio de ejercicio de la opción de acciones.

La utilidad neta diluida por acción ordinaria se calcula también para dar efecto a la posible dilución que se produciría si los TSARs pendientes fueran convertidos en acciones comunes. Los TSARs pendientes podrán liquidarse efectivo o en acciones ordinarias a la opción del tenedor, y para efectos del cálculo la utilidad neta diluida por acción ordinaria, el más dilutivo entre el método liquidación en efectivo o en acciones se utiliza, independientemente de cómo se contabiliza el plan. En consecuencia, los TSARs que se contabilizan por el método de liquidación en efectivo requerirán un ajuste en el numerador y el denominador, si el método de liquidación en acciones se determina que tiene un efecto de dilución por acción ordinaria. Información adicional relacionada con el cálculo de la utilidad neta por acción se describe en la nota 13.

n) Reconocimiento de Ingresos:

Los ingresos por ventas se reconocen basándose en las condiciones contractuales individuales cuando el título y riesgo de pérdida del producto se traspaşa al cliente, lo que ocurre generalmente al momento en que se realiza el embarque. Los ingresos por ventas se reconocen al momento de la entrega en la ubicación del cliente si la Sociedad retiene el título y el riesgo de pérdida durante el embarque. Para el metanol embarcado a consignación, los ingresos se reconocen cuando el cliente consume el metanol. Para el metanol vendido en base a comisión, el ingreso proveniente de la comisión se incluye en ventas cuando se devenga.

o) Instrumentos Financieros:

La Compañía entra en instrumentos financieros derivados para gestionar ciertas exposiciones a la volatilidad de precios de productos básicos, la volatilidad de las divisas y la volatilidad de los tipos de interés variables. Los instrumentos financieros deben clasificarse en una de las cinco categorías y dependiendo de la categoría, será medido a su costo amortizado o valor justo. Las inversiones que se mantienen hasta su vencimiento, préstamos y cuentas por cobrar y otras obligaciones financieras, se miden a su costo amortizado. Los activos y pasivos financieros mantenidos para su comercialización, y los activos financieros disponibles para la venta se miden a la fecha de balance a su valor justo. Los cambios en el valor justo de activos y pasivos financieros mantenidos para su comercialización se reconocen en resultados, a diferencia del cambio en el valor justo de los activos financieros disponible para la venta se reconocen en otros resultados integrales hasta que el activo se elimina o experimenta pérdida de valor, en cuya caso los montos serán registrados en resultados. La Compañía clasifica el efectivo y efectivo equivalente y cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar como préstamos y cuentas por cobrar. Las cuentas por pagar y provisiones, obligaciones de largo plazo, netas de costos financieros, y otras obligaciones de largo plazo se clasifican como otras obligaciones financieras.

Bajo estas normas, los instrumentos financieros derivados, incluyendo derivados subyacentes, se clasifican como mantenidos para la venta y se registran en los Estados Consolidados de Posición Financiera a valor justo. La valuación de los instrumentos financieros derivados es una estimación contable crítica debido a la compleja naturaleza de estos productos, el grado de juicio requerido para valorizar adecuadamente estos productos y el impacto potencial de esa valorización en los estados financieros de la Compañía. La Compañía registra todos los cambios en valor justo de los instrumentos financieros derivados en resultados, a menos que, los instrumentos sean designados como cobertura de flujo de caja. La Compañía entra en, y designa como cobertura de flujo de caja ciertos contratos swap de tasa de interés para cubrir la exposición de variación de tasa de interés variable en sus obligaciones con garantías limitadas. La Compañía evalúa en la fecha inicial y continuamente si las coberturas son y continúan siendo efectivas para compensar cambios en los flujos de caja de las transacciones cubiertas. La porción efectiva de cambios en los valores justos de estos instrumentos de coberturas se reconocen en otros resultados integrales. Cualquier ganancia o pérdida en el valor justo en relación con la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en resultados. Hasta su liquidación, el valor justo de los instrumentos financieros derivados fluctuará basado en los cambios de las tasas de cambios o tasas de interés variable.

p) Impuesto a la renta:

El gasto por impuesto a la renta representa el impuesto corriente y el impuesto diferido. La Compañía registra los impuestos corrientes sobre la base de los resultados tributarios para el período calculado utilizando las tasas de impuestos que han sido promulgadas o sustancialmente promulgadas a la fecha de presentación de los informes. Los impuestos a la renta relativos a posiciones fiscales inciertas se proporcionan basados en la mejor estimación de la Compañía, incluyendo los cargos por intereses relacionados.

Los impuestos a la renta diferidos se contabilizan utilizando el método de activos y pasivos. El método de activos y pasivos exige que los impuestos a la renta reflejen las consecuencias esperadas de diferencias temporales entre los montos libros de activos y pasivos y sus bases tributarias. Los activos y pasivos de impuestos a la renta diferidos se determinan para cada diferencia temporal basándose en tasas tributarias actualmente promulgadas o sustancialmente promulgadas que se espera que estén en vigencia cuando los elementos subyacentes de ingresos o gastos se espera se realicen. El efecto de cambio en las tasas tributarias o en la legislación tributaria se reconoce en el período de promulgación efectiva. Los beneficios tributarios futuros, tales como saldos de pérdidas acumuladas no por concepto de capital, se reconocen en la medida que es probable que existan utilidades tributarias en contra la cual el activo se puede aplicar.

La Sociedad devenga impuestos que serán pagados en las fechas de distribuciones desde sus filiales cuando es probable que se repatrien las utilidades.

La determinación de los impuestos a la renta exige el uso de criterio y estimaciones. Si ciertos criterios o estimaciones demuestran ser inexactos, o si ciertas tasas tributarias o leyes cambian, los resultados de las operaciones de la Compañía y la posición financiera podrían verse impactados en forma importante.

q) Provisiones:

Las provisiones son reconocidas cuando se ha incurrido en una obligación legal o implícita, como consecuencia de hechos pasados, y es probable que una salida de recursos sea requerida para liquidar la obligación, y se puede hacer una estimación fiable del importe de la obligación. Las provisiones se miden al valor presente de los desembolsos que se espera serán necesarios para liquidar la obligación.

r) Información de Segmentos:

La operación de la Compañía consiste en la producción y venta de metanol, lo que constituye solo un segmento de operación.

s) Cambios anticipados de las Normas Internacionales de Información Financiera:

En mayo 2011 el IASB emitió nuevas normas contables relacionadas con la consolidación y contabilidad de empresas conjuntas. El IASB ha revisado la definición de "control", que es un criterio contable para la consolidación. Además, se estipularon cambios de las IFRS en la contabilidad de empresas conjuntas, las que bajo ciertas circunstancias, eliminó la opción de la consolidación proporcional por lo tanto, el método del valor patrimonial proporcional tendrá que ser aplicado. El impacto de aplicar la consolidación o valor patrimonial no origina ningún cambio en los ingresos netos o patrimonio neto, sino que dará lugar a un impacto significativo de presentación. Actualmente estamos evaluando el impacto de estas normas en nuestros estados financieros. En la actualidad nosotros contabilizamos nuestra participación del 63.1% de Atlas Methanol Company bajo el método de consolidación proporcional, y este representa el cambio potencial más significativo bajo estas nuevas normas. La fecha de vigencia de estas normas es para los períodos que comienzan a partir del 1º de enero de 2013, la adopción anticipada es permitida.

Además, como parte de su proyecto de conversión global, el IASB y el Financial Accounting Standards Board (FASB) emitieron un Borrador Conjunto en 2010, proponiendo que los arrendatarios tendrían que reconocer todos los contratos de arrendamiento en el estado de situación financiera. Nosotros tenemos una flota de buques oceánicos en virtud de acuerdos de fletamento por tiempo, con plazos de hasta 15 años, que actualmente se contabilizan como leasing operativo. Las normas propuestas exigirían que estos acuerdos de fletes por tiempo se registren en el Estado Consolidado de Situación Financiera, resultando en un aumento sustancial de los activos y pasivos totales. El IASB y el FASB actualmente, esperan emitir un segundo borrador de esta norma en 2012.

3. Cuentas por cobrar:

AL		Dic 31 2011		Dic 31 2010		Enero 1 2010
Comerciales	\$	310,616	\$	257,945	\$	191,002
Impuesto al valor agregado y otros impuestos por recuperar		43,132		43,495		56,264
Porción corriente de financiamiento a GeoPark (nota 7)		7,200		8,800		8,086
Otros		17,482		9,787		2,066
	\$	378,430	\$	320,027	\$	257,418

4. Inventarios:

El monto de inventario incluido en el costo de las ventas y gastos operacionales y depreciación y amortización durante el año terminado el 31 de diciembre de 2011 fue \$2.052 millones (2010 - \$1.598 millones).

5. Propiedad, planta y equipo:

	Edificios, Planta Instalaciones & Maquinaria	Planta en Construcción	Propiedades de Petróleo & Gas	Otros	Total
Costo al 1 de enero 2011	\$ 2,131,608	\$ 966,320	\$ 54,049	\$ 116,203	\$ 3,268,180
Adiciones	108,019	4,976	13,045	6,806	132,846
Ventas y otros	-	-	-	(34,367)	(34,367)
Trasposos	971,296	(971,296)	-	-	-
Reclasificado de otros activos, neto	-	-	10,392	-	10,392
Costo al 31 de Diciembre 2011	\$ 3,210,923	\$ -	\$ 77,486	\$ 88,642	\$ 3,377,051
Depreciación acumulada al 1 de enero 2011	\$ 929,079	\$ -	\$ 20,092	\$ 60,433	\$ 1,009,604
Ventas	-	-	-	(25,431)	(25,431)
Depreciación	141,188	-	12,898	5,769	159,855
Depreciación acumulada al 31 de diciembre 2011	\$ 1,070,267	\$ -	\$ 32,990	\$ 40,771	\$ 1,144,028
Valor libro neto al 31 de diciembre 2011	\$ 2,140,656	\$ -	\$ 44,496	\$ 47,871	\$ 2,233,023

	Edificios, Planta Instalaciones & Maquinaria	Planta en Construcción	Propiedades de Petróleo & Gas	Otros	Total
Costo al 1 de enero 2010	\$ 2,101,991	\$ 862,433	\$ 39,990	\$ 127,623	\$ 3,132,037
Adiciones	48,978	103,887	14,059	10,394	177,318
Ventas y otros	(19,361)	-	-	(21,814)	(41,175)
Costo al 31 de Diciembre 2010	\$ 2,131,608	\$ 966,320	\$ 54,049	\$ 116,203	\$ 3,268,180
Depreciación acumulada al 1 de enero 2010	\$ 832,421	\$ -	\$ 4,560	\$ 68,383	\$ 905,364
Ventas	(6,849)	-	-	(19,351)	(26,200)
Depreciación	103,507	-	15,532	11,401	130,440
Depreciación acumulada al 31 de diciembre 2011	\$ 929,079	\$ -	\$ 20,092	\$ 60,433	\$ 1,009,604
Valor libro neto al 31 de diciembre 2011	\$ 1,202,529	\$ 966,320	\$ 33,957	\$ 55,770	\$ 2,258,576

El saldo de edificios, instalaciones de la planta y maquinaria al 31 de diciembre de 2011 y 2010 incluyen costos capitalizados de \$ 99.3 millones relacionados con las instalaciones de producción de oxígeno en Trinidad contabilizados como arrendamientos financieros (nota 9). El valor libro neto de dichos activos al 31 de diciembre de 2011 fue de \$49,8 millones (2010 - \$55,8 millones).

El saldo otras propiedades, planta y equipos incluyen los buques de transporte marítimo con un valor libro neto total de \$28,6 millones al 31 de diciembre de 2011 (2010 - \$ 36,0 millones).

6. Participación en el joint venture Atlas:

La Compañía tiene una participación de 63,1% en el joint venture en Atlas Methanol Company (Atlas). Atlas posee una planta de producción de metanol de 1,8 millones de toneladas al año en Trinidad. Se incluyen en los estados financieros consolidados los siguientes montos que representan la participación proporcional de la Compañía en Atlas:

ESTADOS CONSOLIDADOS DE LA SITUACION FINANCIERA AL	Dic 31 2011	Dic 31 2010	Enero 1 2010
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 9,266	\$ 10,676	\$ 8,252
Otros activos circulantes	92,259	79,511	72,571
Propiedad, planta y equipo	281,263	276,114	287,727
Otros activos	9,429	12,548	12,920
Cuentas por pagar y provisiones	32,990	23,934	22,380
Deuda de largo plazo, incluyendo vencimientos corrientes (nota 8)	64,397	79,577	93,155
Lease financiero y otras obligaciones a largo plazo	49,305	52,480	55,139
Impuestos diferidos	20,814	18,893	16,449

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS PARA LOS AÑOS TERMINADOS 31 DE DICIEMBRE	2011	2010
Ventas	\$ 224,902	\$ 180,314
Gastos	(199,303)	(165,947)
Resultado antes de impuestos	25,599	14,367
Impuestos	(4,853)	(4,749)
Resultado neto	\$ 20,746	\$ 9,618

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO PARA LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2011	2010
Entradas de efectivo proveniente de actividades operacionales	\$ 36,062	\$ 33,671
Salidas de efectivo proveniente de actividades financieras	(19,641)	(22,622)
Salidas de efectivo proveniente de actividades de inversión	(17,831)	(8,625)

7. Otros activos:

AL	Dic 31 2011	Dic 31 2010	Enero 1 2010
Propiedades Petróleo y gas (a)	\$ 50,946	\$ 48,852	\$ 28,412
Efectivo con restricciones (b)	39,839	12,548	12,920
GeoPark financiamiento (c)	10,872	17,068	37,969
Derechos de comercialización y producción, neto de amortización acumulada (d)	7,634	11,600	19,099
Costos de financiamiento diferido, neto de amortización acumulada (e)	2,007	1,791	9,725
Planes definidos de beneficios de pensión (nota 21)	-	3,881	5,392
Otros	14,633	16,022	21,388
	\$ 125,931	\$ 111,762	\$ 134,905

a) Propiedades Petróleo y gas:

Los costos de exploración incurridos en propiedades de petróleo y de gas natural con reservas no probadas se capitalizan en otros activos. A partir del reconocimiento de las reservas probadas estos costos son transferidos al rubro propiedad, planta y equipo. Durante el año, incurrimos en \$17,5 millones (2010 - \$20,4 millones) en gastos de exploración y evaluación, que fueron compensados por \$13,3 millones (2010 - cero) con transferencias de propiedad, planta y equipo a partir del reconocimiento de las reservas probadas.

b) Efectivo con restricciones:

Durante el año, se constituyó una cuenta de provisión de deuda de \$29 millones (2010 - cero) en relación a las obligaciones con garantías limitadas de Egipto y \$2 millones (2010 - \$0,4 millones) se utilizó en relación con otras obligaciones.

c) GeoPark, financiamiento:

En los últimos años, la Compañía proporcionó a GeoPark Chile Limitada (Geopark) \$57 millones (de los cuales \$40 millones se han repagado al 31 de diciembre de 2011) en financiamiento para apoyar y acelerar las actividades de exploración y desarrollo de gas natural de GeoPark en el bloque Fell, en el sur Chile. GeoPark aceptó abastecer a la Compañía con todo el gas natural proveniente del bloque Fell, en virtud de un acuerdo de suministro exclusivo de diez años. Al 31 de diciembre de 2011, el saldo pendiente es de \$18,1 millones (2010 - \$25,9 millones), de los cuales \$7,2 millones (2010 - \$8,8 millones) que representan la porción corriente, se ha registrado en cuentas por cobrar.

d) Derechos de comercialización y producción, neto de amortización acumulada:

Para el año que terminó el 31 de diciembre de 2011, la amortización de derechos de comercialización y producción incluida en la depreciación y amortización fue de \$4,0 millones (2010 - \$7,5 millones).

e) Costos de financiamiento diferido, neto de amortización acumulada:

Para el año que terminó el 31 de diciembre de 2011, la amortización de honorarios financieros diferidos incluido en gastos financieros fue de \$0,9 millones (2010 - \$0,8 millones).

8. Obligaciones a largo plazo:

AL	Dic 31 2011	Dic 31 2010	Enero 1 2010
Documentos no garantizados:			
(i) 8.75% vence 15 de agosto de 2012 (retorno efectivo 8,88%)	\$ 199,643	\$ 199,112	\$ 198,627
(ii) 6.00% vence 15 de agosto de 2015 (retorno efectivo 6,10%)	149,119	148,908	148,705
	348,762	348,020	347,332
Atlas crédito con recurso limitado (participación proporcional 63,1%):			
(i) Préstamo bancario comercial con intereses pagaderos dos veces al año a tasa LIBOR más un margen que fluctúa entre 2,25% a 2,75% anual. El capital se pago en doce pagos semestrales que comenzaron en Junio de 2005.	—	—	7,071
(ii) Documentos garantizados con una tasa de interés y pagos semestrales de 7,95% anual. El capital será pagado en nueve pagos semestrales a partir de Diciembre de 2010.	41,730	55,476	62,064
(iii) Bonos senior con tasa con una tasa de interés de 8,25% anual y pagos de intereses semestrales. El capital será pagado en cuatro cuotas semestrales a partir de junio 2015.	14,869	14,816	14,769
(iv) Préstamos subordinados con una tasa de interés base LIBOR más margen que fluctúa entre 2,25% a 2,75% por año. El capital será pagado en 20 cuotas semestrales a partir de Diciembre de 2011.	7,798	9,285	9,251
	64,397	79,577	93,155
Egipto: Obligaciones con garantías limitadas:			
Cuatro préstamos con intereses pagaderos semestralmente con tasas basada en LIBOR más un margen de 1,0% a 1,7% anual. El capital será pagado en 24 cuotas semestrales que comenzaron en septiembre de 2010.	470,208	499,706	461,570
Otras deudas con garantías limitadas	19,888	19,638	12,187
Total deuda largo-plazo¹	903,255	946,941	914,244
Menos vencimientos circulantes	(251,107)	(49,965)	(29,330)
	\$ 652,148	\$ 896,976	\$ 884,914

¹ La deuda total se presenta neta de los honorarios financieros diferidos de \$15.3 millones al 31 de diciembre de 2011 (2010 - \$18,5 millones).

La deuda con garantías limitada de Egipto devengará intereses a la tasa LIBOR más un margen. La Compañía ha firmado contratos swap de tasas de interés para proteger los pagos de intereses basados en LIBOR por un tasa fija promedio acumulada del 4,8%, más un margen para aproximadamente el 75% de la deuda con garantías limitada de Egipto para el período hasta el 31 de marzo de 2015 (nota19).

Las otras deudas con garantías limitadas incluye una deuda con garantías limitada con un plazo remanente de aproximadamente ocho años con intereses pagaderos a tasa LIBOR más 0.75% y otra deuda con garantías limitadas con un plazo remanente de aproximadamente cinco años y medio con intereses pagaderos a tasa LIBOR más 2,8%. El capital de ambas de estas obligaciones financieras se paga en cuotas iguales trimestralmente.

Para el año terminado al 31 de diciembre 2011 el abono sin movimiento de efectivo, sobre una base de interés efectivo, de estos costos financieros diferidos fue de \$2.1 millones (2010 - \$1.2 millones).

Los pagos mínimos de capital en total por deudas de largo plazo en su conjunto y para cada uno de los cinco años siguientes son como sigue:

2012	\$ 251,107
2013	53,268
2014	61,936
2015	200,114
2016	52,765
Posteriormente	299,411
	\$ 918,601

En febrero 2012, la Compañía emitió \$250 millones de bonos no garantizados a una tasa interés del 5.25% y vencimiento el 1 de marzo 2022 (retorno efectivo 5.30%).

Los convenios que rigen los documentos sin garantías de la Compañía afectan a la Compañía y a sus filiales excluyendo el joint venture Atlas y la entidad Egipto ("subsidiarias con garantías limitadas") e incluyen restricciones sobre garantías y transacciones de venta y lease back, o de una fusión o consolidación con otra empresa o la venta de todos o sustancialmente todos los activos de la Compañía. El contrato también contiene disposiciones habituales por defecto.

La Compañía cuenta con \$ 200 millones de créditos renovable sin garantías del banco proporcionado por instituciones financieras altamente clasificadas y esto se amplió en julio 2011 hasta mayo 2015. Esta deuda contiene disposiciones del convenio y por defecto, además de las de los documentos sin garantías como se ha descrito anteriormente. Las disposiciones de los contratos y de incumplimiento de este crédito son:

- la obligación de mantener un índice de EBITDA a cobertura de intereses superior a 2:1 y una relación entre deuda y capitalización menor o igual al 50%, calculado sobre una base promedio de cuatro trimestres de conformidad con las definiciones en el contrato de crédito que incluyen ajustes relacionados con las filiales con recurso limitado,
- acto de incumplimiento si el pago de cualquier deuda de \$10 millones o más de la Sociedad y sus filiales, excepto para las filiales con garantías limitadas es acelerado por el acreedor, y
- acto de incumplimiento si se produce el incumplimiento de cualquier otra deuda de \$50 millones o más de la Sociedad y sus filiales, excepto para las filiales con garantías limitadas que permite al acreedor a exigir el pago inmediato.

Las deudas con garantías limitadas de Egipto y Atlas se describen como de garantías limitadas, ya que solo están garantizadas por los activos de la entidad de Egipto y del Joint venture de Atlas, respectivamente. En consecuencia, los prestamistas de los créditos con garantías limitadas no tienen ningún recurso contra la Compañía o sus otras filiales. Las deudas con garantías limitadas de Atlas y Egipto, tienen convenios consuetudinarios y las disposiciones por defecto que sólo se aplican a estas entidades, incluidas las restricciones de la contracción de endeudamiento adicional y la obligación de cumplir ciertas condiciones antes del pago de dinero en efectivo u otras distribuciones.

La deuda con garantías limitadas de Egipto también requiere del cumplimiento con ciertas condiciones asociadas con la construcción y puesta en marcha de la planta a más tardar el 30 de septiembre de 2011 ("término del proyecto"). La finalización del proyecto se logró durante el tercer trimestre de 2011. La planta con garantías limitadas de Egipto contiene un compromiso de completar el 31 de marzo de 2013, a ciertas inscripciones de títulos de propiedad e hipotecas relacionadas que requieren de acción por parte de entidades del gobierno egipcio. No creemos que la finalización de estos elementos sea material.

El incumplimiento de cualquiera de los convenios o disposiciones de incumplimiento de la deuda a largo plazo antes señalada podrían dar lugar a un incumplimiento bajo el contrato de crédito que permita a los prestamistas no financiar las futuras solicitudes de préstamos y acelerar la fecha de vencimiento del capital y los intereses devengados de los préstamos pendientes.

Al 31 de diciembre de 2011, la administración cree que la Compañía cumple con todos los pactos y las disposiciones de incumplimiento mencionados anteriormente relacionados con las obligaciones a largo plazo.

9. Lease financiero:

AL		Dic 31 2011		Dic 31 2010		Enero 1 2010
Obligaciones leasing financieros	\$	62,692	\$	79,412	\$	90,161
Menos vencimientos a corto plazo		(6,713)		(11,570)		(10,655)
	\$	55,979	\$	67,842	\$	79,506

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad tiene una obligación de leasing financiero relacionada con las instalaciones de producción de oxígeno en Trinidad, cuyo plazo de vencimiento es el 2015 y 2024. Las obligaciones vencen como sigue hasta la extinción de los contratos de arrendamiento:

	Lease payments	Interest component	Finance lease obligations
2012	\$ 11,593	\$ 4,880	\$ 6,713
2013	11,690	4,332	7,358
2014	11,790	3,733	8,057
2015	10,335	3,091	7,244
2016	7,209	2,640	4,569
Posteriormente	37,007	8,256	28,751
	\$ 89,624	\$ 26,932	\$ 62,692

10. Otras obligaciones a largo plazo:

AL		Dic 31 2011		Dic 31 2010		Enero 1 2010
Obligaciones por retiro de activos (a)	\$	25,889	\$	23,951	\$	21,033
Pagos de gas diferido (b)		51,079		—		—
Obligaciones por compensaciones basadas acciones (nota 14)		42,157		52,987		21,672
Valor justo de instrumentos financieros derivados (nota 19)		41,536		43,488		33,284
Planes de pensiones de beneficios definidos (nota 21)		35,542		29,821		25,824
		196,203		150,247		101,813
Menos vencimientos a corto plazo		(18,031)		(9,677)		(4,304)
	\$	178,172	\$	140,570	\$	97,509

a) Costos por retiros de activos:

La Compañía ha constituido provisiones en relación con el desmantelamiento y la recuperación de sus sitios de producción de metanol y de las propiedades de petróleo y gas. Debido a las incertidumbres en la estimación de la cantidad y oportunidad de los gastos relacionados con los sitios, los resultados reales podrían diferir de los montos estimados. Al 31 de diciembre de 2011, el monto total de flujos de efectivo estimados no descontados necesarios para cancelar los pasivos fue de \$33,4 millones (2010 - \$32,4 millones). El movimiento de la provisión durante el año se explica de la siguiente manera:

		2011		2010
Saldos al 1 de enero	\$	23,951	\$	21,033
Provisiones nuevas o revisadas		1,454		2,595
Montos cargados a las provisiones		(66)		(346)
Gasto adicionados		550		669
Saldos al 31 de diciembre	\$	25,889	\$	23,951

b) Pagos por gas diferido:

La Compañía tiene un pasivo a largo plazo en relación con los pagos diferidos de gas natural que se abona en cuotas iguales en 2013, 2014 y 2015.

11. Gastos por función:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE	2011	2010
Costo de ventas	\$ 1,910,889	\$ 1,507,161
Ventas y distribución	319,026	270,176
Gastos administrativos	34,072	54,742
Total gastos por función	\$ 2,263,987	\$ 1,832,079
Costo de ventas y gastos operacionales	\$ 2,107,320	\$ 1,694,865
Depreciación y amortización	156,667	137,214
Total gastos según Estados de Resultados Consolidados	\$ 2,263,987	\$ 1,832,079

Incluido en el total de gastos para el año finalizado el 31 de diciembre 2011 están los gastos de los empleados, incluyendo compensación basada en acciones, de \$130,5 millones (2010 - \$141,7 millones).

12. Costos financieros:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE	2011	2010
Costos financieros	\$ 69,027	\$ 68,723
Menos intereses capitalizados proyecto en construcción en Egipto	(7,230)	(38,075)
	\$ 61,797	\$ 30,648

Los gastos financieros se componen básicamente de intereses en los préstamos y obligaciones de arrendamiento financiero, la porción efectiva de los swaps de tasas de interés designado como cobertura de flujo de efectivo, la amortización de honorarios financieros diferidos y gastos de acreción asociado con los costos de restauración del sitio. Los intereses incurridos durante la construcción de la planta de metanol en Egipto fueron capitalizados hasta que la planta estuvo terminada en forma sustancial y lista para su operacional a mediados de marzo 2011. La Compañía ha firmado contratos de swap de tasas de interés por sus obligaciones con garantías limitadas de Egipto para proteger los pagos de interés base LIBOR por un promedio global de tasa fija del 4,8%, más un margen para aproximadamente el 75% de las obligaciones con garantías limitadas de Egipto para el período hasta el 31 de marzo 2015.

13. Utilidad neta por acción ordinaria:

La Sociedad calcula la utilidad neta básica por acción ordinaria dividiendo la utilidad neta atribuible a los accionistas de Methanex por el número promedio ponderado de las acciones ordinarias en circulación, y calcula el utilidad neta diluida por acción ordinaria por el método de acciones propias. Según el método de acciones propias, el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación para el cálculo de a utilidad neta diluida por acción ordinaria se supone que el total de los ingresos que se reciben en el ejercicio de opciones de acciones diluida se aplica para la recompra de acciones ordinarias al precio promedio de mercado para el período. Las opciones sobre acciones tienen efectos dilutivos sólo cuando el precio promedio de mercado de las acciones ordinarias durante el período excede el precio de ejercicio de la opción sobre acciones.

La utilidad neta diluida por acción ordinaria se calcula también dando efecto a la posible dilución que podría ocurrir si los TSARs pendientes fueron convertidos en acciones comunes. Los TSARs pendientes pueden liquidarse en efectivo o acciones ordinarias, según la opción del titular y para efectos de calcular la utilidad neta diluida por acción ordinaria, el más dilutivo del método de liquidación en efectivo o en acciones se utiliza, independientemente de cómo el plan se contabiliza. En consecuencia, los TSARs que se contabilizan por el método de liquidar en efectivo requerirá un ajuste en el numerador y el denominador, si el método de liquidación en acciones se determina que tiene un efecto de dilución sobre la utilidad neta diluida por acción ordinaria.

Como resultado de los cambios en la cotización de las acciones de la Compañía, el método de liquidación en acciones se ha determinado que es el más dilutivo para el año 2011, mientras que el método de la liquidación en efectivo era más dilutivo para el año 2010. Una conciliación entre el resultado neto atribuible a los accionistas de Methanex y utilizado para el cálculo de la utilidad neta diluida por acción ordinaria es el siguiente:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE	2011	2010
Numerador para utilidad neta básica por acción ordinaria	\$ 201,326	\$ 96,019
Ajuste por efectos de TSARs:		
Recuperación liquidación en efectivo incluido en resultado neto	(2,416)	—
Gasto por liquidación en acciones	(4,327)	—
Numerador para utilidad neta diluida por acción ordinaria	\$ 194,583	\$ 96,019

Una conciliación entre el número de acciones ordinarias que se utilizan para los fines del cálculo de la utilidad neta básica y diluida por acción ordinaria es el siguiente:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE	2011	2010
Denominador para utilidad neta básica por acción ordinaria	93,026,482	92,218,320
Efecto de opciones de acciones dilutivas	1,305,480	1,291,479
Efecto de TSARs dilutivos	28,994	—
Denominador para utilidad neta diluida por acción ordinaria¹	94,360,956	93,509,799

1 3.039.284 y 2.625.030 opciones pendientes para los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente, tienen efectos dilutivos y se han incluido en el número promedio ponderado diluido de acciones ordinarias. 724.905 TSARs pendientes para el año finalizado el 31 de diciembre 2011 tienen efectos dilutivos y se han incluido en el número promedio ponderado diluido de acciones ordinarias.

Para los años terminados el 31 de diciembre 2011 y 2010, la utilidad neta básica y diluida por acción ordinaria atribuible a los accionistas de Methanex fueron los siguientes:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE		2011		2010
Utilidad neta básica por acción ordinaria	\$	2.16	\$	1.04
Utilidad neta diluida por acción ordinaria	\$	2.06	\$	1.03

14. Compensación basada en acciones:

La Sociedad proporciona compensación basada en acciones a sus directores y ciertos empleados a través del otorgamiento de opciones de acciones, TSARs, SARs y unidades de acciones diferidas, restringidas o de rendimiento.

a) Opciones de acciones:

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad tenía 1,967,798 acciones ordinarias reservadas para futuros otorgamientos de opciones de acciones y derechos de revaporización de acciones tándem según el plan de opciones de acciones de la Compañía.

(i) Opciones de acciones de incentivo:

El precio de ejercer cada opción de acción de incentivo es igual al precio de mercado cotizado de las acciones ordinarias de la Sociedad a la fecha del otorgamiento. Las opciones otorgadas con anterioridad al 2005 tienen un plazo máximo de 10 años, la mitad de las opciones se devengan un año después de la fecha del otorgamiento y con un devengo adicional de un cuarto de las opciones al año en los dos años posteriores. A partir de 2005, todas las opciones otorgadas tienen un plazo máximo de siete años, confiriéndose que un tercio de las opciones se devenga cada año después de la fecha del otorgamiento.

Las acciones ordinarias reservadas para las opciones vigentes de acciones de incentivo al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son las siguientes:

	OPCIONES DENOMINADAS EN CAD			OPCIONES DENOMINADAS EN USD		
	NUMERO DE OPCIONES ACCIONES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO DE EJERCICIO		NUMERO DE OPCIONES ACCIONES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO DE EJERCICIO	
Vigentes al 31 diciembre 2009	55,350	\$ 7.58		4,998,242	\$ 18.77	
Otorgadas	—	—		89,250	25.22	
Ejercidas	(45,600)	8.19		(478,180)	18.54	
Anuladas	(7,500)	3.29		(35,055)	15.33	
Vigentes al 31 diciembre 2010	2,250	9.56		4,574,257	18.95	
Otorgadas	—	—		67,800	28.74	
Ejercidas	(2,250)	9.56		(613,483)	18.53	
Anuladas	—	—		(24,370)	17.16	
Vigentes al 31 diciembre 2011	—	\$ —		4,004,204	\$ 19.19	

La información en relación con las opciones de acciones vigentes al 31 de diciembre, 2011 es la siguiente:

	OPCIONES VIGENTES AL 31 DE DICIEMBRE 2011			OPCIONES EJERCIBLES AL 31 DE DICIEMBRE 2011		
	PROMEDIO PONDERADO VIDA CONTRACTUAL RESTANTE	CANTIDAD DE OPCIONES PENDIENTES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO DE EJERCICIO	CANTIDAD DE OPCIONES EJERCIBLES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO DE EJERCICIO	
Rango de Precios al Ejercer						
Opciones denominadas en USD						
\$6.33 to \$11.56	3.9	1,208,140	\$ 6.56	778,535	\$ 6.67	
\$17.85 to \$22.52	1.1	950,950	20.48	950,950	20.48	
\$23.92 to \$28.74	2.9	1,845,114	26.79	1,721,914	26.77	
	2.8	4,004,204	\$ 19.19	3,451,399	\$ 20.55	

(ii) Supuestos de valor justo:

El valor justo de cada otorgamiento de opción de acciones se estimó en la fecha del otorgamiento utilizando el modelo de determinación de precios de opciones de Black-Scholes con los siguientes supuestos:

	2011	2010
Tasa de interés libre de riesgos	1.5%	1.7%
Rendimiento esperado de dividendos	2%	2%
Vida esperada de opciones	4 years	4 years
Volatilidad esperada	51%	47%
Rechazos esperados	6%	5%
Promedio ponderado valor justo de opciones otorgadas (US\$ por acción)	\$ 9.69	\$ 7.59

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2011, el gasto por compensación relacionado con opciones de acciones fue de \$0,8 millones (2010 - \$1,5 millones).

b) Derechos de revalorización de acciones y derechos de apreciación de acciones tándem:

Todos los SARs y los TSARs otorgados tienen un plazo máximo de siete años con un tercio que se devenga cada año a partir de la fecha de concesión. Las unidades de SARs y TSARs vigentes al 31 de Diciembre 2011 son los siguientes:

	SARS		TSARS	
	NUMERO DE UNIDADES	PRECIO EJERCICIO USD	NUMERO DE UNIDADES	PRECIO EJERCICIO USD
Pendientes al 31 de Diciembre 2009	—	\$ —	—	\$ —
Otorgadas	394,065	25.22	735,505	25.19
Ejercidas	—	—	—	—
Anuladas	(5,100)	25.22	—	—
Pendientes al 31 de Diciembre 2010	388,965	25.22	735,505	25.19
Otorgadas	274,210	28.69	498,190	28.78
Ejercidas	(14,030)	25.22	(7,800)	25.22
Anuladas	(25,598)	25.87	(6,160)	27.14
Pendientes al 31 de Diciembre 2011¹	623,547	\$ 26.72	1,219,735	\$ 26.65

¹ Al 31 de diciembre, 2011 346.693 SARs o TSARs fueron ejercidos. La Compañía tiene acciones ordinarias reservadas para los TSARs pendientes.

El valor justo de cada SARs y TSARs se estimó el 31 de diciembre 2011, utilizando el modelo de precio de opción de Black-Scholes con los siguientes supuestos:

	2011	2010
Tasa de interés libre de riesgos	0.3%	1.0%
Rendimiento esperado de dividendos	3%	2%
Vida esperada de SARs y TSARs	2 years	3 years
Volatilidad esperada	40%	52%
Rechazos esperados	4%	4%
Promedio ponderado valor justo (US\$ por acción)	\$ 3.38	\$ 11.14

Los gastos de compensación para el SAR y TSARs se miden inicialmente en base a su valor justo y se reconocen en el periodo de devengamiento. Los cambios en el valor justo de cada período se reconocen en los ingresos netos por la proporción del servicio que se ha prestado en cada fecha de presentación. El valor justo al 31 de diciembre 2011 fue de \$6.3 millones en comparación con la obligación registrada de \$5.0 millones. La diferencia entre el valor justo y la obligación registrada de \$1.3 millones se reconocerá durante el período de devengamiento promedio ponderado de aproximadamente 1,7 años. El promedio ponderado del valor justo de los SARs y TSARs se estimó en 31 de diciembre 2011 utilizando el modelo de precio de opción de Black-Scholes.

Para el 31 de diciembre de 2011, los gastos de compensación relacionados con SAR y TSARs incluidos en el costo de ventas y gastos de la operación fue una recuperación de \$3.5 millones (2010 - gasto de \$8.6 millones). Este incluye una recuperación de \$10.4 millones (2010 - gasto de \$3,0 millones) en relación con el efecto del cambio en el precio de las acciones de la Compañía.

c) Unidades de acciones diferidas, restringidas y rendimiento:

Las unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño vigentes al 31 de Diciembre de 2011, son las siguientes:

	NÚMERO DE UNIDADES DE ACCIONES DIFERIDAS	NÚMERO DE UNIDADES DE ACCIONES RESTRINGIDAS	NÚMERO DE UNIDADES DE ACCIONES DE RENDIMIENTO
Pendientes al 31 de Diciembre 2009	505,176	22,478	1,078,812
Otorgadas	48,601	29,500	404,630
Otorgadas a cambio de dividendos	14,132	1,265	28,915
Rescatadas	(10,722)	(6,639)	(326,840)
Anuladas	—	—	(15,900)
Pendientes al 31 de Diciembre 2010	557,187	46,604	1,169,617
Otorgadas	25,516	17,100	281,470
Otorgadas a cambio de dividendos	15,208	1,566	28,887
Rescatadas	—	(16,682)	(343,931)
Anuladas	—	—	(32,994)
Pendientes al 31 de Diciembre 2011	597,911	48,588	1,103,049

El gasto por compensación pos las unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño se mide inicialmente al valor justo, basándose en el valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía, y se reconoce a lo largo de los años de servicio respectivos. Los cambios en el valor justo se reconocen en resultados por la proporción de los años de servicio transcurridos en cada fecha de reporte. El valor justo de las unidades de acciones diferidas, restringidas y de rendimiento al 31 de Diciembre de 2011 fue de \$38.0 millones, comparado con la obligación registrada de \$35.5 millones. La diferencia entre el valor justo y la obligación registrada de \$2.5 millones se reconocerá durante el período de servicio promedio ponderado que reste, de aproximadamente 1,4 años.

Para el año terminado al 31 de Diciembre de 2011, el gasto por compensación relacionado con unidades de acciones diferidas, restringidas y de desempeño incluido en el costo de ventas y gastos operacionales fue una recuperación de \$2.2 millones (2010 gasto - \$26.0 millones). Este incluye una recuperación de \$10.9 millones (2010 - \$16.4 millones) relacionado con el efecto del cambio en el precio de las acciones de la Compañía.

15. Información Segmentada:

Las operaciones de la Sociedad consisten en la producción y venta de metanol, lo que constituye un solo segmento operacional.

Durante los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, las ventas atribuidas a regiones geográficas, basándose en la ubicación de los clientes, son las siguientes:

VENTAS		ESTADOS UNIDOS		CANADA		EUROPA		CHINA		COREA		OTROS ASIA		AMERICA LATINA		TOTAL
2011	\$	631,822	\$	175,928	\$	678,968	\$	431,137	\$	267,058	\$	154,899	\$	268,225	\$	2,608,037
2010	\$	469,494	\$	142,347	\$	454,130	\$	350,578	\$	216,232	\$	127,242	\$	206,560	\$	1,966,583

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el valor libro neto de propiedad, planta y equipo y activos de petróleo y gas por país es como sigue:

		CHILE		TRINIDAD		EGIPTO		NUEVA ZELANDA		CANADA		COREA		OTROS		TOTAL
2011																
Propiedad, planta & equipo	\$	598,377	\$	496,055	\$	939,218	\$	103,889	\$	53,331	\$	13,238	\$	28,915	\$	2,233,023
Propiedad petróleo & gas		42,772		—		—		8,174		—		—		—		50,946
	\$	641,149	\$	496,055	\$	939,218	\$	112,063	\$	53,331	\$	13,238	\$	28,915	\$	2,283,969
2010																
Propiedad, planta & equipo	\$	621,739	\$	518,117	\$	966,320	\$	86,304	\$	15,596	\$	14,038	\$	36,462	\$	2,258,576
Propiedad petróleo & gas		38,585		—		—		10,267		—		—		—		48,852
	\$	660,324	\$	518,117	\$	966,320	\$	96,571	\$	15,596	\$	14,038	\$	36,462	\$	2,307,428

16. Impuesto a la renta y otros impuestos:

a) Impuesto a la renta cargado a resultados:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE		2011		2010
Gasto por impuesto corriente:				
Periodo corriente	\$	35,000	\$	31,596
Ajustes años anteriores		1,241		(2,133)
		36,241		29,463
Gasto por impuesto diferido:				
Origen y reverses de diferencias temporarias		17,058		1,891
Ajustes años anteriores		(274)		1,471
Otros		2,895		1,679
		19,679		5,041
Total gasto impuesto a la renta	\$	55,920	\$	34,504

b) Gasto impuesto a la renta incluido en otros ingresos integrales:

En otros ingresos integrales para el año terminado en diciembre 31, 2011 se incluye una recuperación de impuesto diferido por \$12.8 millones en relación con el valor justo de los contratos swap de tasa de interés y planes definidos de beneficios de pensiones, donde los montos son deducibles para efectos de impuestos al momento de la liquidación.

c) Conciliación de la tasa efectiva:

La Compañía opera en varias jurisdicciones fiscales y por lo tanto sus resultados están sujetos a diferentes tasas de impuestos. El impuesto a la renta difiere de los montos que se obtendrían mediante la aplicación de la tasa del impuesto a la renta de Canadá al resultado antes de impuestos como sigue:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE		2011		2010
Resultado neto antes de impuesto	\$	283,920	\$	128,533
Tasa de impuesto estatutorial de Canadá		26.5%		28.5%
Impuesto a la renta calculado a la tasa de impuesto de Canadá	\$	75,239	\$	36,632
Aumento (disminución) en gasto por impuesto producto de:				
Impacto de ingresos y pérdidas sujetos a impuesto en jurisdicciones extranjeras		2,710		6,904
Pérdidas tributarias no reconocidas previamente y diferencias temporarias		(29,536)		(13,173)
Ajustes a años anteriores		967		(662)
Otros		6,540		4,803
Total gasto por impuesto a la renta	\$	55,920	\$	34,504

d) Impuesto diferido neto por impuesto a la renta:

(i) El efecto tributario de las diferencias temporarias que dieron origen a futuras obligaciones de impuesto a la renta y futuros activos de impuesto diferidos es el siguiente:

AL		Dic 31 2011		Dic 31 2010		Enero 1 2010
Obligaciones por impuestos diferidos:						
Propiedad, planta y equipo	\$	270,483	\$	226,646	\$	229,625
Impuestos de repatriación		103,822		99,201		91,441
Otros		43,465		41,159		29,174
		417,770		367,006		350,241
Activo por impuestos diferidos:						
Pérdidas tributarias acumuladas non-capital		40,284		7,749		7,830
Propiedad, planta y equipo		11,295		7,625		14,694
Valor justo contratos swap de tasa de interés		10,384		—		—
Otros		53,475		56,201		37,326
		115,438		71,575		59,850
Pasivo por impuesto diferido neto	\$	302,332	\$	295,431	\$	290,390

La Compañía reconoce los activos por impuestos diferidos en la medida que es probable que el beneficio de estos activos será realizado. Al 31 de diciembre de 2011, la Compañía contaba pérdidas tributarias que no son capital y otras diferencias temporarias deducibles en Nueva Zelanda de \$82 millones que no han sido reconocidas. Estas pérdidas tributarias que no son capital no tienen fecha de caducidad bajo la legislación vigente. En Canadá, la Compañía contaba con pérdidas tributarias que no son capitales de \$194 millones, y otras diferencias temporarias deducibles de \$110 millones que no han sido reconocidas. La mayoría de los \$194 millones en pérdidas tributarias que no son de capital vencen en el período 2014 a 2015.

(ii) Análisis de los cambios de pasivos por impuestos diferidos:

		2011		2010
Saldos, 1 de enero	\$	295,431	\$	290,390
Gasto por impuesto diferido incluido en resultado neto		19,679		5,041
Recuperación impuesto diferido incluido en otros resultados integrales		(12,778)		—
Saldos, 31 de diciembre	\$	302,332	\$	295,431

(e) Contingencia tributaria:

El Servicio de Impuesto Interno de Trinidad y Tobago emitió una liquidación en 2011 en contra de nuestra empresa de propiedad conjunta 63,1%, Atlas Methanol Company Unlimited ("Atlas"), en relación con el ejercicio 2005. Todos los ejercicios fiscales siguientes permanecerán abiertos para revisión. La liquidación se refiere a los acuerdos de fijación de precios de ciertas contratos de ventas a precio fijo de largo plazo los que se extienden hasta 2014 y 2019 relacionado con metanol producido por Atlas. El impacto de la cantidad en disputa para el ejercicio 2005 es nominal producto que Atlas no estaba sujeta a impuesto a la renta de corporaciones en ese año. Atlas tiene una exención parcial del impuesto a la renta hasta el 2014.

La Compañía ha presentado una objeción a esta liquidación. En base a los méritos del caso y la interpretación legal, la administración cree que su posición debería ser mantenida.

17. Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de efectivo:

Las variaciones en el capital de trabajo sin movimiento de efectivo para los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 fueron las siguientes:

AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE		2011		2010
Aumento (disminución) capital de trabajo sin movimiento de efectivo:				
Cuentas por cobrar	\$	(58,403)	\$	(62,609)
Inventarios		(51,358)		(58,753)
Gastos anticipados		2,412		(2,984)
Cuentas por pagar y provisiones, incluyendo obligaciones a largo-plazo		119,170		20,340
		11,821		(104,006)
Ajustes por partidas que no tienen movimiento de efectivo y cambios en el capital de trabajo relacionado con impuestos e intereses pagados		31,075		(18,962)
Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de efectivo con efecto de efectivo	\$	42,896	\$	(122,968)
Estos cambios dicen relación con las siguientes actividades:				
Operación	\$	35,388	\$	(120,618)
Inversión		7,508		(2,350)
Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de efectivo	\$	42,896	\$	(122,968)

18. Revelaciones Patrimoniales:

El objetivo de la Compañía al administrar su liquidez y su patrimonio es resguardar la habilidad de la Compañía para mantenerse como empresa en marcha, proveer capacidad financiera y flexibilidad para cumplir con sus objetivos estratégicos, proveer una rentabilidad adecuada a los accionistas de acuerdo al nivel de riesgo, y devolver cualquier exceso de caja por medio de una combinación de pago de dividendos y recompra de acciones.

AL	Dic 31 2011	Dic 31 2010	Enero 1 2010
Liquidez:			
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 350,711	\$ 193,794	\$ 169,788
Egipto, financiamiento con garantías limitadas no girado	—	—	58,048
Líneas de crédito no giradas	200,000	200,000	200,000
Total liquidez	\$ 550,711	\$ 393,794	\$ 427,836
Capitalización:			
Documentos no garantizados	\$ 348,762	\$ 348,020	\$ 347,332
Créditos con garantías limitadas, incluyendo porción corto plazo	554,493	598,921	566,912
Total deuda	903,255	946,941	914,244
Interés minoritario	197,238	156,412	137,272
Patrimonio	1,404,725	1,253,211	1,211,002
Total capitalización	\$ 2,505,218	\$ 2,356,564	\$ 2,262,518
Total deuda a capitalización¹	36%	40%	40%
Deuda neta a capitalización²	26%	35%	35%

¹ Deuda total dividida por capitalización total.

² Deuda total menos efectivo y efectivo equivalente dividido por capitalización total menos efectivo y efectivo equivalente.

La Compañía administra su liquidez y estructura de capital, efectuando los ajustes correspondientes de acuerdo a los cambios en las condiciones económicas, el riesgo inherente a sus operaciones y requerimientos de capital con el fin de mantener y hacer crecer sus operaciones. Las estrategias adoptadas por la Compañía incluyen la emisión o recompra de obligaciones de la corporación, la emisión de deuda para financiar proyectos, el pago de dividendos y la recompra de acciones propias.

La Compañía no está sujeta a ningún requerimiento legal de capital y no tiene compromisos de vender o emitir acciones ordinarias excepto por las opciones de acciones pendientes de los empleados.

La línea de crédito no girada por un monto de \$200 millones es proporcionada por entidades financieras altamente clasificadas, vence a mediados de 2015 y está sujeta a ciertas restricciones financieras. La Nota 8 proporciona más detalles sobre los convenios financieros y otros.

19. Instrumentos financieros:

Los instrumentos financieros se valorizan a su costo amortizado o valor justo. Las inversiones, préstamos y documentos por cobrar mantenidos hasta su vencimiento y otros pasivos financieros se valorizan a costo amortizado. Los activos y pasivos financieros mantenidos para la venta y activos financieros disponibles para la venta se valorizan en el Estado Consolidado de Situación Financiera a valor justo. Los instrumentos financieros derivados se clasifican como mantenidos para ser comercializados y se registran en el Estado Consolidado de Situación Financiera a valor justo, a menos que estén exentos. Los cambios en el valor justo de los instrumentos financieros derivados se registran en resultados, a menos que el instrumento esté designado como cobertura de flujo de caja.

En el cuadro siguiente se presenta el valor libro de cada categoría de activos y pasivos financieros y su rubro en el balance general:

AL	Dic 31 2011	Dic 31 2010	Enero 1 2010
Activos financieros:			
Activos financieros mantenidos para la venta:			
Instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja ¹	\$ 300	\$ —	\$ —
Préstamos y cuentas por cobrar:			
Efectivo y efectivo equivalente	350,711	193,794	169,788
Cuentas por cobrar, excluye porción corriente del financiamiento de GeoPark	332,642	272,575	193,068
Provisión incobrable financiamiento proyecto, saldo incluido en otros activos	39,839	12,548	12,920
Financiamiento GeoPark, incluye porción corto plazo (nota 7)	18,072	25,868	46,055
Total activos financieros²	\$ 741,564	\$ 504,785	\$ 421,831
Pasivos financieros:			
Otros pasivos financieros:			
Cuentas por pagar y provisiones	\$ 306,455	\$ 231,994	\$ 205,341
Pagos diferidos de gas incluido en otros pasivos a largo -plazo	51,079	—	—
Deuda a largo plazo, incluye porción corriente	903,255	946,941	914,244
Pasivos financieros mantenidos para la venta:			
Instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja ¹	41,536	43,488	33,185
Instrumentos derivados	—	—	99
Total pasivos financieros	\$ 1,302,325	\$ 1,222,423	\$ 1,152,869

¹ Los hedges en euro y swaps de tasa de interés de Egipto designado como cobertura de flujo de efectivo se miden a valor justo sobre la base de modelos de valuación aceptados en la industria e información obtenida de los mercados activos.

² El valor libro de los activos financieros representa la exposición máximo del nivel de riesgo de créditos a las fechas respectivas de reporte.

Al 31 de diciembre de 2011, todos los instrumentos financieros de la Compañía se registran en el Estado Consolidado de Situación Financiera a su costo amortizado, con la excepción de los instrumentos financieros derivados, que se registran a su valor justo a menos que estén exentos.

La deuda con garantías limitadas de Egipto está sujeta a un interés tasa LIBOR más un delta. La Compañía ha firmado contratos swap de tasa de interés, que cubren los pagos de interés base LIBOR por una tasa promedio fija de 4,8% más un delta, sobre aproximadamente el 75% de la deuda con garantías limitadas de Egipto para el periodo hasta el 31 de marzo 2015. La Compañía ha designado a estos swaps de tasas de interés como cobertura de flujo de efectivo. Estos swaps de tasas de interés tienen un monto notional de \$367 millones al 31 de diciembre de 2011. Los valores nominales disminuyen durante el periodo de amortización previsto. Al 31 de diciembre de 2011, estos contratos swap de tasas de interés tenían un valor justo negativo de \$41.5 millones (2010 - \$43.5 millones) registrado en otros pasivos a largo plazo. El valor justo de estos contratos swap de tasa de interés fluctuará hasta su vencimiento.

La Compañía también designa como cobertura de flujo de caja contratos forward de moneda para vender euros a una tasa fija de cambio del dólar. Al 31 de diciembre de 2011, la Compañía tenía contratos forward de moneda designados como coberturas de flujo de caja para vender un monto notional de 28,2 millones de euros a cambio de dólares de los EE.UU. y estos contratos en euros tiene un valor justo positivo de \$0.3 millones registrados en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar. Los cambios en el valor justo de instrumentos financieros derivados designados como coberturas de flujos de caja han sido registrados en otros ingresos integrales.

La siguiente tabla muestra las salidas de efectivo de instrumentos derivados de cobertura sobre la base de las fechas contractuales de pago usando la tasa LIBOR a 31 de diciembre de 2011. Las cantidades reflejan el perfil de vencimientos del valor justo del pasivo en donde el instrumento se liquidará neto, y están sujetas a cambios basados en el LIBOR vigente en cada una de las fechas de liquidación en el futuro. Los swaps están tomados con entidades de inversión altamente clasificados y por lo tanto la exposición al riesgo de la fecha de liquidación es considerada insignificante.

AL 31 DE DICIEMBRE	2011		2010
Dentro de un año	\$	14,178	\$ 15,398
1 a 2 años		13,178	13,675
2 a 3 años		12,451	10,116
3 a 4 años		5,036	5,622
4 a 5 años		-	1,677
	\$	44,843	\$ 46,488

El valor justo de los instrumentos financieros derivados de la Compañía como se describe anteriormente se determina en base a los precios cotizados en el mercado de Bloomberg y confirmaciones recibidas de las contrapartes, que son ajustados por el riesgo de crédito.

La Compañía está expuesta a pérdidas relacionadas con créditos, en caso de incumplimiento por parte de las entidades de contrapartida de los instrumentos financieros derivados, pero no espera que ninguna de las contrapartes no cumpla con sus obligaciones. La empresa se relaciona solo con entidades contrapartes de alta calificación, normalmente las principales instituciones financieras. La Compañía está expuesta al riesgo de crédito cuando hay un valor justo positivo de los instrumentos financieros derivados en una fecha de reporte. La cantidad máxima que estaría en riesgo si las contrapartes de los instrumentos financieros derivados con valores justos positivos fracasaran por completo en el cumplimiento del contrato fue de \$0,5 millones el 31 de diciembre 2011 (31 de diciembre de 2010 – cero).

Los valores libros de los instrumentos financieros de la Compañía se aproximan a sus valores justos, excepto en lo siguiente:

AL 31 DE DICIEMBRE	2011		2010	
	VALOR LIBRO	VALOR JUSTO	VALOR LIBRO	VALOR JUSTO
Deuda a largo-plazo	\$ 903,255	\$ 913,311	\$ 946,941	\$ 967,953

No existe un mercado comercializador para las obligaciones con garantías limitadas, el valor justo ha sido estimado con referencia a los precios actuales de mercado para los títulos de deuda con condiciones y características similares. El valor justo de las notas sin garantías fue calculado en función a un número limitado de transacciones pequeñas al final de 2011 y 2010. El valor justo de los pagarés no garantizados de la Compañía fluctuará hasta su vencimiento.

20. Administración del Riesgo Financiero:

a) Riesgo de mercado:

Las operaciones de la Compañía consisten en la producción y venta de metanol. Las fluctuaciones del Mercado pueden dar origen a riesgos significativos de flujo de caja y volatilidad en los resultados de la Compañía. Tanto sus operaciones mercantiles a través del mundo, como también sus actividades financieras y de inversión, se ven afectadas por los cambios en los precios del metanol y del gas natural, y las tasas de interés y de cambio de monedas. La Compañía busca administrar y controlar estos riesgos en primer lugar por medio de sus actividades financieras y operacionales habituales y para este fin utiliza instrumentos financieros derivados como cobertura de estos riesgos cuando lo estima apropiado. Esta no es una lista exhaustiva de todos los riesgos, tampoco las estrategias de administración de riesgos los eliminarán.

Riesgo de precio del metanol

La industria del metanol es una industria de materia primas altamente competitiva y los precios del metanol fluctúan sobre la base de los fundamentos de la oferta y la demanda, como también de otros factores. Por lo tanto, es importante mantener flexibilidad financiera. La Compañía ha adoptado un enfoque prudente en la administración financiera, manteniendo un sólido balance general, incluyendo liquidez de respaldo.

Riesgos del precio del gas natural

El gas natural es la materia prima primaria en la producción de metanol y la Compañía ha firmado contratos de largo plazo de abastecimiento de gas natural, para sus plantas productivas en Chile, Trinidad, Nueva Zelanda y Egipto. Estos contratos de abastecimiento de gas natural incluyen componentes de precio base y variable, con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio de la materia prima. El componente de precio variable es ajustado por medio de formulas relacionadas con el precio del metanol por sobre cierto nivel. La Compañía ha entrado también en contratos forward de suministro de gas natural a corto plazo a precios fijos para sus operaciones de Medicine Hat.

Riesgo de la tasa de interés

El riesgo de la tasa de interés, es el riesgo que la Compañía sufra pérdidas financieras debido a los cambios en el valor de un activo o pasivo, o en el valor de flujos de caja futuro debido a los movimientos de las tasas de interés.

La exposición al riesgo de la tasa de interés de la Compañía se relaciona principalmente con obligaciones de deuda de largo plazo. Aproximadamente, la mitad de este endeudamiento esta sujeto a tasas fijas de interés. La Compañía también busca limitar este riesgo por medio del uso de swaps de tasas de interés, que le permite cubrir los cambios en los flujos de caja intercambiando tasas de interés variables por tasas de interés fijas.

AL		Dic 31 2011		Dic 31 2010		Enero 1 2010
Deuda con tasa de interés fija:						
Documentos no garantizados	\$	348,762	\$	348,020	\$	347,332
Atlas, deuda con garantías limitadas (63.1% participación proporcional)		56,599		70,292		76,833
	\$	405,361	\$	418,312	\$	424,165
Deuda con tasa de interés variable						
Atlas, deuda con garantías limitadas (63.1% participación proporcional)	\$	7,798	\$	9,285	\$	16,322
Egipto, líneas de crédito con garantías limitadas		470,208		499,706		461,570
Otras líneas de crédito con garantías limitadas		19,888		19,638		12,187
	\$	497,894	\$	528,629	\$	490,079

Para las deudas a tasa de interés fija, un cambio del 1% en la tasa de interés resultaría en un cambio en el valor justo de la deuda (vea nota 19) de \$7.8 millones al 31 de diciembre 2011 (2010 – \$11.5 millones). El valor justo de la deuda a tasa de interés variable fluctúa principalmente con los cambios en los diferenciales de crédito.

Para las deudas con tasa de interés variable sin cobertura, un cambio del 1% en la tasa LIBOR resultaría en un cambio en el pago de interés anual, \$1.3 millones al 31 de diciembre 2011 (2010 – \$1.6 millones).

Para las deudas de tasa de interés variable protegida por hedge con un canje de interés variable para la tasa fija (nota 19), un cambio del 1% en las tasas de interés a lo largo de la curva de rendimiento se traduciría en un cambio en el valor justo de los swaps de tasas de interés de aproximadamente \$11.3 millones al 31 de diciembre de 2011 (2010 - \$15.0 millones). Estos swaps de tasas de interés son designados como coberturas de flujo de efectivo, lo que resulta en que la parte efectiva de cambios en su valor justo es registrada en otros resultados integrales.

Riesgo de tasa de cambio moneda extranjera

Las operaciones internacionales de la Compañía la exponen a riesgos cambiarios de moneda extranjera en el curso normal de sus negocios. Por lo tanto, la Compañía ha establecido una política que entrega un marco de trabajo para la administración de monedas extranjeras, estrategias de coberturas y define los instrumentos de coberturas aprobados. La Compañía revisa todas las exposiciones significativas a monedas extranjeras que emanan de las actividades operacionales y de inversión y cubre la exposición cuando lo considera necesario.

La moneda dominante en la cual la Compañía conduce los negocios es el dólar de los Estados Unidos, que es también nuestra moneda de reporte.

El metanol es una materia prima químico global que se transa en dólares de USA. Sin embargo, en ciertas localidades, el precio de transacción se fija, ya sea sobre base trimestral o mensual en moneda local. Por consiguiente, una proporción de las ventas de la Compañía se transa en dólares canadienses, euros y en menor grado en otras monedas. Durante el período en el que se fija el precio en moneda local hasta el momento que el monto correspondiente es recibido, la Compañía esta expuesta a bajas en el valor de esas monedas comparado con el dólar de USA. La Compañía también compra cantidades variables de metanol para lo cual la moneda de transacción es el euro y en menor grado otras monedas. Adicionalmente, algunos costos operacionales subyacentes y gastos de capital de la Compañía se incurren en otras monedas. La Compañía esta expuesta a los aumentos en dichas monedas que pudiera tener el efecto de aumentar el costo de ventas y gastos operacionales y gastos de capital equivalente en dólares de USA. La Compañía ha optado por no administrar en forma activa estas exposiciones por el momento, excepto por la exposición neta de las ventas en Euro, que hemos cubierto por medio de contratos forward de moneda cada trimestre cuando el precio del metanol es establecido.

Al 31 de diciembre 2011, la Compañía registra un activo de capital de trabajo neto de \$78.4 millones (2010 – \$74.3 millones) en monedas diferentes al dólar de USA. Cada 10% de aumento (disminución) del valor del dólar de USA en contra de esas monedas disminuirá (aumentará) el valor del capital de trabajo neto y flujo de efectivo antes de impuesto en \$7.8 millones, (2010 – \$7 millones).

(b) Riesgo de Liquidez:

El riesgo de liquidez es el riesgo que la Compañía pudiera no tener fondos suficientes para cumplir con sus obligaciones, tales como liquidación de deuda financiera y obligaciones por leasing financiero y pagos a los proveedores. La Compañía mantiene liquidez y hace ajustes en consideración a cambios en las condiciones económicas, riesgos subyacentes inherentes a sus operaciones y requerimientos de capital para mantener y aumentar las operaciones. Al 31 de diciembre 2011, la Compañía mantiene \$350.7 millones de efectivo y efectivo equivalente. Adicionalmente, la Compañía tiene una línea de crédito no girada de \$200 millones que vence en mayo de 2015, proporcionada por instituciones financieras altamente clasificadas.

Además de las fuentes de liquidez mencionadas arriba, la Compañía monitorea constantemente las opciones de financiamiento disponibles en el Mercado de capitales, como también las tendencias en la disponibilidad y costos de tales financiamientos, con el objetivo de mantener flexibilidad financiera y limitar los riesgos de refinanciamiento.

Las salidas de efectivo esperadas de pasivos financieros desde la fecha del balance general a la fecha de vencimiento del contrato son las siguientes:

AL 31 DE DICIEMBRE 2011	VALOR LIBRO	FLUJO DE CAJA CONTRACTUAL	1 AÑO O MENOS	1 - 3 AÑOS	3 - 5 AÑOS	MAS DE 5 AÑOS
Cuentas por pagar y otros¹	\$294,351	\$294,351	\$ 294,351	\$	\$	\$
Pagos de gas diferido incluido en otros pasivos a largo-plazo	51,079	52,906	—	52,90	—	—
Deuda largo-plazo²	903,255	1,059,312	285,569	155,45	280,717	337,570
Egipto swap de tasa de interés	41,536	44,843	14,178	25,62	5,036	—
	\$1,290,221	\$1,451,412	\$ 594,098	\$ 233,99	\$ 285,753	\$ 337,570

¹ Excluye impuestos e intereses devengados.

² Los flujos de efectivo contractuales incluyen los pagos contractuales de intereses relacionados con las obligaciones de deuda. Las tasas de interés sobre la deuda a tasa variable se basan en las tasas vigentes en 31 de diciembre 2011.

(c) Riesgo de crédito:

El riesgo de crédito de la contraparte, es el riesgo que el beneficio financiero de contratos con una contraparte específica se pierda, en caso que la contraparte no cumpla con sus obligaciones de acuerdo al contrato. Esto incluye cualquier monto de efectivo adeudado a la Compañía por aquellas contrapartes, menos cualquier monto adeudado por la Compañía a la contraparte, siempre y cuando exista el derecho legal de compensación y también, incluye el valor justo de contratos con contrapartes individuales que están registrados en los estados financieros.

Riesgo de crédito mercantil

El riesgo de crédito mercantil es definido como una pérdida inesperada de efectivo y utilidades, en caso que el cliente no sea capaz de pagar sus obligaciones a tiempo, o si el valor de la garantía entregada decae. La Compañía ha implementado una política de crédito que incluye aprobaciones para nuevos clientes, evaluaciones de crédito anuales de todos los clientes y aprobaciones específicas por cualquier exposición más allá de los límites aprobados. La Compañía, emplea una variedad de alternativas de mitigación del riesgo, incluyendo ciertos derechos contractuales en el caso de deterioro en la calidad de crédito del cliente y varias formas de garantías bancarias y de la matriz y cartas de crédito para mejorar el riesgo de crédito a una clasificación de riesgo equivalente a algo mejor que la clasificación de la contraparte por sí sola. Históricamente las pérdidas por crédito mercantil han sido mínimas y al 31 de Diciembre 2011 las cuentas por cobrar en forma sustancial están clasificadas como corriente.

Efectivo y equivalente de efectivo

Con el fin de administrar los riesgos de crédito y de liquidez las políticas de inversión de la Compañía indican los tipos de instrumentos, la exposición máxima de la contraparte y los rangos mínimos de los créditos. La Compañía solo invierte en instrumentos altamente clasificados, que tienen vencimientos de hasta tres meses.

Instrumentos financieros derivados

Las políticas de la Compañía de cobertura especifican objetivos y estrategias para llevar a cabo operaciones de cobertura. Las políticas también incluyen los tipos de derivados elegibles, las aprobaciones de requeridas de las transacciones, así como la exposición máxima de la contraparte y calificaciones mínimas de crédito. La Compañía no utiliza instrumentos financieros derivados con fines especulativos.

Con el objeto de administrar el riesgo de crédito, la Compañía toma instrumentos financieros derivados con contrapartes con una alta clasificación de inversión. Las transacciones de cobertura son revisadas, aprobadas y debidamente documentadas, de conformidad con las políticas.

21. Planes de retiro:

a) Planes de pensiones de beneficios definidos:

La Sociedad tiene planes de pensiones de beneficios definidos no contributivos que cubren a algunos empleados. La Sociedad no proporciona ningún beneficio posterior a la jubilación significativo salvo los planes de beneficios de pensiones. La información relacionada con los planes de beneficio de pensiones definidos de la Sociedad, en total, es la siguiente:

AL	Dic 31 2011	Dic 31 2010
Obligaciones devengadas de beneficios:		
Saldo, comienzo del año	\$ 70,072	\$ 61,643
Costo corriente de servicio	2,551	2,329
Costo de intereses sobre obligaciones acumuladas de beneficios	3,665	3,540
Pagos de beneficios	(5,522)	(3,220)
Pérdidas actuariales	11,049	2,204
Pérdida (ganancia) por diferencia de cambio	(3,257)	3,576
Saldo, fin de año	78,558	70,072
Valor justo de activos del plan:		
Saldo, comienzo del año	45,378	42,103
Retornos anuales de activos del plan	2,333	2,164
Aportes	4,349	1,229
Pagos de beneficios	(5,522)	(3,220)
Utilidad (pérdida) actuariales	(2,577)	829
Ganancia (pérdida) por diferencia de cambio	(685)	2,273
Saldo, fin de año	43,276	45,378
Posición no financiada	35,282	24,694
Requerimiento mínimo de fondos	260	1,246
Obligaciones devengadas de beneficios, netos	\$ 35,542	\$ 25,940

La Compañía tiene obligaciones de beneficios de retiro no financiado de \$33,3 millones al 31 de Diciembre de 2011 (2010 – \$28.7 millones) para sus empleados en Chile que será financiado al momento de la jubilación de acuerdo a la ley chilena. El beneficio devengado para los acuerdos de retiro no financiados en Chile se paga cuando los empleados se retiran de la Compañía de acuerdo con condiciones planificadas y con las leyes Chilenas. La Compañía tiene una obligación de retiro financiada de \$2.3 millones al 31 de diciembre 2011 (2010 – activo financiado \$2.8 millones) para los empleados de Canadá y Europa bajo los cuales la Compañía estima que efectuará contribuciones adicionales por un total de \$6.2 millones en 2012.

Los planes de beneficios definidos de la Sociedad cargados a los Estados Consolidados de Resultados para los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son como sigue:

PARA LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2011	2010
Gasto plan de pensiones de beneficios netos definidos:		
Costo corriente de servicio	\$ 2,551	\$ 2,329
Costo de intereses beneficio devengado	3,665	3,540
Retornos actuales de activos del plan	(2,333)	(2,164)
	\$ 3,883	\$ 3,705

Las pérdidas actuariales del año, reconocidas en los Estados Consolidados de Resultados Integrales de la Compañía para los años terminados el 31 de diciembre 2011 y 2010, son los siguientes:

PARA LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2011	2010
Pérdidas actuarial	\$ 13,626	\$ 1,375
Requerimiento mínimo de fondos	(986)	326
Pérdidas actuarial año actual	\$ 12,640	\$ 1,701

La Sociedad usa una fecha de medición para sus planes de pensiones de beneficios definidos que es el 31 diciembre. Los informes actuariales para los planes de pensiones de beneficio definidos de la Sociedad fueron preparados por actuarios independientes para efectos de financiamiento al 31 de diciembre 2010 en Canadá. Los siguientes informes actuariales para fines de financiamiento para los planes de pensiones definidos de Canadá están programados para el año terminado 31 de diciembre 2013.

Los supuestos actuariales utilizados para determinar los planes de pensión con beneficios definidos son los siguientes:

PARA LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2011	2010
Obligación por beneficios proyectados al 31 de diciembre:		
Promedio ponderado de tasa de descuento	4.56%	5.43%
Tasa de aumento de compensación	3.93%	4.15%
Gasto neto para el año que terminó el 31 de Diciembre:		
Promedio ponderado de tasa de descuento	5.85%	5.91%
Tasa de aumento de compensación	4.78%	4.44%
Tasa esperada de retorno sobre activos por plan	6.70%	7.00%

La tasa esperada de retorno sobre los activos del plan se determina considerando los rendimientos esperados disponibles en los activos subyacentes a la actual política de inversiones. La diferencia entre el rendimiento real y el rendimiento esperado es una ganancia o pérdida actuarial y se registra en los Estados Consolidados de Resultados Integrales para el año. Para el año terminado el 31 de diciembre 2011, el retorno real de los activos del plan de la Compañía fue una pérdida de \$0.3 millones (2010 - ganancia de \$3,0 millones).

La asignación de activos para los activos definidos de planes de beneficios al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

AL 31 DE DICIEMBRE	2011	2010
Acciones	46%	47%
Bonos	28%	25%
Efectivo y otros valores de corto plazo	26%	28%
Total	100%	100%

b) Planes de pensiones de aportes definidos:

La Sociedad tiene planes de pensiones de aportes definidos. Las obligaciones de financiamiento de la Sociedad bajo los planes de pensiones de aportes definidos se limitan a pagos regulares al plan, basándose en un porcentaje de la remuneración del empleado. El gasto neto total en pensiones para los planes de pensión de aporte definido cargados a operaciones durante el año terminado al 31 de diciembre de 2011 fue de \$4,2 millones (2010 - \$3,7 millones).

22. Compromisos y contingencias:

a) Contratos de compras tomar o pagar y compromisos relacionados:

La Sociedad tiene compromisos bajo contratos de abastecimiento de gas natural de tomar o pagar para comprar cantidades anuales de suministros de materia prima y pagar la capacidad de transporte relacionada con estos suministros hasta 2035. El compromiso mínimo estimado bajo estos contratos, excluyendo contratos de abastecimiento de gas natural de Argentina es el siguiente:

AL 31 DE DICIEMBRE 2011

	2012	2013	2014	2015	2016	Thereafter
\$	248,249	\$ 190,781	\$ 132,094	\$ 101,675	\$ 101,929	\$ 1,232,613

b) Argentina contratos de suministro de gas natural:

La Sociedad tiene contratos de suministro de gas natural con proveedores Argentinos de fuentes Argentinas para una porción significativa de la capacidad de las plantas en Chile, con fechas de término entre 2017 y 2025. Desde Junio 2007, el abastecimiento de gas natural de Argentina ha sido totalmente cortado para las plantas en Chile en respuesta a diversas acciones del gobierno argentino incluyendo el aumentado significativo de aranceles sobre exportaciones de gas natural. Bajo las circunstancias actuales la Compañía no espera recibir gas natural desde Argentina

c) Compromisos por leasing operacionales:

La Sociedad tiene pagos futuros mínimos de arriendo bajo leasing operacionales relacionados principalmente con el fletamento de naves, instalaciones de terminales, espacio de oficinas, equipos y otros compromisos de leasing operacionales, como sigue:

AL 31 DE DICIEMBRE 2011

	2012	2013	2014	2015	2016	Thereafter
\$	136,497	\$ 109,724	\$ 90,654	\$ 70,503	\$ 66,028	\$ 340,237

d) Metanol comprado:

Tenemos los derechos de comercialización para el 100% de la producción de nuestras plantas de propiedad conjunta (la planta de Atlas en Trinidad en el que tenemos una participación de 63.1% y la nueva planta en Egipto en el que tenemos una participación del 60%) que se traduce en compromisos de compra adicionales de 1,2 millones de toneladas por año de suministro de metanol toma libre cuando estas plantas operan a plena capacidad. Al 31 de Diciembre 2011 la Compañía se ha comprometido a comprar metanol bajo contratos toma libre por 544,000 toneladas aproximadamente para año 2012. El precio en virtud de los compromisos de compra relacionadas con nuestro 100% de los derechos de comercialización de nuestras plantas de propiedad conjunta y los compromisos de compra con otros proveedores tienen referencia a los precios en el momento de la compra o venta, y, en consecuencia, no se han incluido en el cuadro anterior.

23. Partes relacionadas

La Compañía tiene intereses en empresas filiales y negocios conjuntos significativos de la siguiente manera:

NOMBRE	PAIS DE INCORPORACION	ACTIVIDADES PRINCIPALES	INTERES %	
			DIC 31 2011	DIC 31 2010
Subsidiarias significativas:				
Methanex Asia Pacific Limited	Hong Kong	Marketing & Sales	100%	100%
Methanex Europe NV	Bélgica	Marketing & Sales	100%	100%
Methanex Methanol Company, LLC	USA	Marketing & Sales	100%	100%
Egyptian Methanex Methanol Company S.A.E.	Egipto	Producción	60%	60%
Methanex Chile S.A.	Chile	Producción	100%	100%
Methanex New Zealand Limited	Nueva Zelanda	Producción	100%	100%
Methanex Trinidad (Titan) Unlimited	Trinidad	Producción	100%	100%
Waterfront Shipping Company Limited	Islas Caimanes	Distribución & Shipping	100%	100%
Joint ventures significativo:				
Atlas Methanol Company Unlimited ¹	Trinidad	Producción	63.1%	63.1%

¹ Información financiera resumida de la participación del grupo en Atlas se detalla en nota 6.

La remuneración de los directores no ejecutivos y de la administración superior, que incluye a los ocho miembros del equipo de liderazgo ejecutivo, es el siguiente

PARA EL AÑO TERMINADO 31 DE DICIEMBRE	2011	2010
Beneficios empleados corto-plazo	\$ 10,808	\$ 7,978
Beneficios de post-retiro	715	753
Otros beneficios de empleados a largo-plazo	72	66
Gasto (recuperación) compensación basada en acciones	(3,328)	21,126
Total	\$ 8,267	\$ 29,923

24. Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera:

Como se indica en la nota 2, estos son los primeros estados financieros consolidados bajo NIIF de la Compañía. Las políticas contables que se describen en la nota 2 se han aplicado en la preparación de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011, la información comparativa presentada en los estados financieros consolidados para el 31 de diciembre de 2010 y en la preparación de la apertura del estado de situación financiera al 1 de enero de 2010 bajo NIIF, la fecha de transición de la Compañía. Una explicación de la NIIF 1, Adopción por Primera Vez de las exenciones de las NIIF y las conciliaciones requeridas entre las NIIF y los PCGA de Canadá se describen a continuación:

NIIF 1 Adopción por Primera Vez de las Normas Internacionales de Información Financiera

En la preparación de estos estados financieros consolidados, la Compañía ha aplicado la IFRS 1, Adopción por Primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera, que ofrece orientación para la adopción inicial de IFRS a una entidad. La IFRS 1 le otorga a las entidades que adoptan las IFRS por primera vez una serie de exenciones opcionales y excepciones obligatorias, en ciertas áreas, con respecto al requisito general para la aplicación retroactiva plena de las IFRS. Las siguientes son las exenciones opcionales disponibles bajo IFRS 1 que la Compañía ha elegido aplicar:

Combinación de negocios

La Compañía ha optado por aplicar la IFRS 3, Combinaciones de Negocios, de forma prospectiva para las combinaciones de negocios que se produzcan después de la fecha de transición. La Compañía ha elegido esta exención en virtud de IFRS 1, que elimina el requisito de re-expresar retrospectivamente todas las combinaciones de negocios anteriores a la fecha de transición a IFRS.

Beneficios a los empleados

La Compañía ha optado por reconocer todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas en planes de beneficios definidos de pensiones existentes a la fecha de transición de inmediato en utilidades retenidas, en lugar de seguir difiriendo y amortizando con cargo a los resultados de las operaciones. Refiérase a la nota 24 (b) para analizar el impacto en los estados financieros.

Valor justo o revalorización como costo estimado

La Compañía ha utilizado el monto determinado de revalorización según PCGA anteriores como el costo estimado para determinados activos. La Compañía eligió la exención para ciertos activos que fueron castigados bajo los PCGA de Canadá, ya que la revalorización fue ampliamente comparable con el valor justo según las IFRS. El valor libro de esos activos en la transición a las IFRS es por lo tanto, coherente con el valor de PCGA de Canadá en la fecha de transición.

Compensación basada en acciones

La Compañía optó por no aplicar IFRS 2, compensación basada en acciones, a los instrumentos de patrimonio concedidos antes del 7 de noviembre 2002 y aquellos concedidos pero totalmente devengados antes de la fecha de transición a las IFRS. En consecuencia, la Compañía ha aplicado IFRS 2 para las opciones de acciones concedidas después del 7 de noviembre 2002 que no estaban plenamente devengadas al 1 de enero de 2010.

Costos por retiro de activos

La Compañía ha optado por aplicar la exención de la IFRS 1 de modo que ha medido los costos de retiro de activos al 1 de enero de 2010 en conformidad con los requisitos de la IAS 37, Provisiones, estimando el monto que habría sido registrado en propiedad, planta y equipo cuando los pasivos surgieron por primera vez, descontando la obligación a la fecha de transición a esa fecha usando la mejor estimación de la tasa de descuento histórico libre de riesgo.

Activos de petróleo y gas

La Compañía ha elegido mantener el método de los PCGA canadienses, el método del costo total para contabilizar los activos de petróleo y gas registrados al 1 de enero de 2010 como el saldo en la transición a las IFRS.

Conciliaciones entre las IFRS y los PCGA de Canadá

La IFRS 1 exige que la entidad concilie el patrimonio, el resultado integral y flujo de caja de períodos comparativos. La adopción de la Compañía de las IFRS no tuvo un impacto significativo en el flujo de efectivo operacional, de inversión o de financiamiento en los períodos anteriores. Sin embargo, dio lugar a algunos cambios en la presentación. Bajo los PCGA de Canadá, los intereses pagados incluidos en resultados se clasifican como actividades de la operación y los intereses capitalizados se clasifican como actividades de inversión. Bajo IFRS, los intereses pagados, incluyendo intereses capitalizados, se clasifican como actividades financieras. No hubo otros ajustes importantes que afectaran al estado de flujos de efectivo. En la preparación de estos estados financieros consolidados, la Compañía ha ajustado montos presentados previamente en los estados financieros preparados de conformidad con los PCGA de Canadá. Una explicación de cómo la transición desde los PCGA de Canadá a las IFRS ha afectado los estados de la posición financiera, resultados y resultados integrales de la Compañía se presenta a continuación:

Conciliación de activos, pasivos y patrimonio

El siguiente cuadro proporciona un resumen de los ajustes a los estados de situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre 2010 y 1 de enero 2010:

AL	Dic 31 2010	Enero 1 2010
Total Activos según GAAP Canadienses	\$ 3,070,159	\$ 2,923,417
Leases (a)	55,114	61,095
Beneficios de los Empleados (b)	(12,126)	(10,611)
Obligaciones por Retiros de Activos (c)	3,595	1,285
Costos de Financiamiento (d)	23,951	8,269
Otros	—	126
Total activos según IFRS	\$ 3,140,693	\$ 2,983,581
Total Pasivos según GAAP Canadienses	\$ 1,793,532	\$ 1,687,331
Leases (a)	68,657	74,240
Beneficios de los Empleados (b)	5,658	6,038
Obligaciones por Retiros de Activos (c)	7,709	4,901
Costos de Financiamiento (d)	9,580	3,307
Posiciones de Impuestos Inciertas (e)	7,158	5,365
Pagos basados en acciones (f)	5,738	261
Impacto del Impuesto Diferido y otros Ajustes (g)	(10,549)	(8,863)
Reclasificación de Interés Minoritario (h)	(156,413)	(137,273)
Total Pasivos según IFRS	\$ 1,731,070	\$ 1,635,307
Total Patrimonio según GAAP Canadienses	\$ 1,276,628	\$ 1,236,086
Leases (a)	(13,543)	(13,146)
Beneficios de los Empleados (b)	(17,784)	(16,650)
Obligaciones por Retiros de Activos (c)	(4,114)	(3,612)
Costos de Financiamiento (d)	14,370	4,961
Posiciones de Impuestos Inciertas (e)	(7,158)	(5,365)
Pagos basados en acciones (f)	(5,738)	(261)
Impacto del Impuesto Diferido y otros Ajustes (g)	10,549	8,863
Reclasificación de Interés Minoritario (h)	156,413	137,272
Otros	—	126
Total Patrimonio según IFRS	\$ 1,409,623	\$ 1,348,274
Total pasivos y Patrimonio según IFRS	\$ 3,140,693	\$ 2,983,581

Conciliación Resultado Neto

El siguiente cuadro proporciona un resumen de los ajustes a los resultados netos para el año terminado al 31 de diciembre 2010:

	Dic 31 2010
Resultado neto según GAAP Canadienses	\$ 101,733
Leases (a)	(397)
Beneficios de los Empleados (b)	(100)
Obligaciones por Retiros de Activos (c)	(500)
Posiciones de Impuestos Inciertas (e)	(1,793)
Pagos basados en acciones (f)	(4,588)
Impacto del Impuesto Diferido y otros Ajustes (g)	1,791
Otros	(127)
Total ajustes	(5,714)
Resultado neto según IFRS atribuible a los accionistas de Methanex Corporation	\$ 96,019
Pérdida neta según IFRS atribuible a los accionistas minoritarios	(1,990)
Total resultado neto	\$ 94,029

Conciliación Resultado Integral

El siguiente cuadro proporciona un resumen de los ajustes a los resultados integrales para el año terminado al 31 de diciembre 2010:

		Dic 31 2010
Ingresos integrales según GAAP Canadienses	\$	86,140
IFRS/CDN GAAP diferencias con resultado neto (vea el cuadro arriba)		(5,714)
Beneficios empleados - pérdida actuarial		(1,139)
Costos de financiamiento transferidos a propiedad, planta y equipos (d)		9,410
Resultado integral según IFRS atribuible a los accionistas de Methanex Corporation	\$	88,697
Pérdida integral según IFRS atribuible a los accionistas minoritarios		(6,110)
Total resultado integral según IFRS	\$	82,587

Los elementos descritos arriba en las conciliaciones del estado de posición financiera, de resultado y resultado integral entre PCGA de Canadá y las NIIF se describen a continuación:

a) Leases:

Bajo los PCGA de Canadá cuando un acuerdo que en su inicio solo se puede cumplir mediante el uso de un activo o activos específicos, y que conlleva el derecho del uso de ese activo, puede ser un contrato de arrendamiento o contener un arrendamiento. Independientemente de que si el acuerdo toma o no la forma jurídica de un contrato de arrendamiento, se debe registrar un activo y un pasivo correspondiente. Sin embargo, los PCGA de Canadá tienen provisiones de antigüedad que eximen a los contratos contraídos antes de 2004 de estos requisitos.

Las IFRS tienen requisitos contables similares a los GAAP de Canadá para los convenios similares a un contrato de arrendamiento, en donde las IFRS exigen la aplicación retroactiva completa. La Compañía tiene contratos de abastecimiento de oxígeno a largo plazo para sus plantas de metanol Atlas y Titán en Trinidad, contraídos antes de 2004, que se consideran como contratos de arrendamiento financiero en virtud de estas normas. En consecuencia, los contratos de suministro de oxígeno son requeridos que sean contabilizados como arrendamientos financieros desde el inicio del contrato original de arrendamiento. La Compañía mide el valor de estos contratos de arrendamiento financiero y aplica la contabilidad de arrendamiento financiero en forma retroactiva desde el inicio y hasta el 1 de enero 2010 para determinar el impacto de apertura de esta IFRS. Al 1 de enero de 2010 esto resulta en un aumento del rubro propiedad, planta y equipo de \$61.1 millones y otros pasivos a largo plazo de \$74.2 millones con una disminución correspondiente a las utilidades retenidas de \$13.1 millones.

En comparación con los PCGA de Canadá, para año terminado al 31 de diciembre 2010 este tratamiento contable ha resultado en un menor costo de ventas y gastos de operación, mayores gastos financieros y mayores cargos por depreciaciones y amortizaciones, con un impacto no significativo en los resultados netos. Al 31 de diciembre 2010, esto resultó en un aumento del rubro propiedad, planta y equipo de \$55.1 millones y otros pasivos a largo plazo de \$68.6 millones, con una disminución correspondiente en patrimonio de \$13.5 millones.

b) Beneficios para los empleados:

La Compañía eligió la exención de la IFRS 1 para reconocer todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas en planes de beneficios definidos de pensiones existentes a la fecha de la transición de inmediato en utilidades retenidas. Al 1 de enero de 2010 esto resulta en una disminución de las utilidades retenidas por \$16.6 millones, una disminución de otros activos de \$10.6 millones y un aumento de otros pasivos a largo plazo de \$6.0 millones.

En comparación con los PCGA de Canadá, para el año terminado al 31 de diciembre 2010, el resultado neto disminuyó en aproximadamente \$0.1. Esto incluye un ajuste a los estados financieros de la Compañía de 2010 reportados previamente bajo IFRS para reflejar el impacto de diferencia de cambio sobre las pérdidas actuariales acumuladas informadas. Al 31 de diciembre 2010 el reconocimiento de las ganancias y pérdidas actuariales en utilidades retenidas y el impacto de diferencia de cambio resultó en una disminución en el patrimonio de \$17.8 millones, una disminución en otros activos de \$12.1 millones y un aumento en otros pasivos a largo plazo de \$5.7 millones.

c) Obligaciones por Retiro de Activos:

Bajo IFRS, la Compañía reconoce un pasivo para dismantelar y trasladar los activos o para restaurar un sitio en el que se encuentren ubicados los activos. La Compañía, es requerida efectuar la mejor estimación de las obligaciones por retiro de activos para todas las plantas, mientras que de acuerdo a los PCGA de Canadá las obligaciones por retiro de activos no fueron reconocidas con respecto a los activos de vida indefinida o indeterminada. Además, según las IFRS un cambio en la tasa de descuento basada en el mercado se traducirá en un cambio en la medición de la provisión. Al 1 de enero de 2010, los ajustes a los estados financieros para reconocer las obligaciones de retiro de activos se reconocen como un aumento de otros pasivos a largo plazo de aproximadamente \$4.9 millones y un aumento en el rubro propiedad, planta y equipos de aproximadamente \$1.3 millón, y el saldo remanente se registra como una disminución de las utilidades retenidas para reflejar el gasto de depreciación y acreción de intereses desde la fecha en que el pasivo surgió por primera vez.

En comparación con los PCGA de Canadá al 31 de diciembre 2010 el reconocimiento de los costos de restauración del sitio resultaron en un aumento de otros pasivos a largo plazo de aproximadamente \$7.7 millones y un aumento en propiedad, planta y equipo de aproximadamente \$3.6 millones, con la correspondiente disminución de patrimonio neto y sin impacto significativo en los resultados netos.

d) Costos de financiamiento:

La IAS 23 establece el tratamiento contable y la elegibilidad de los costos financiamiento. La Compañía ha suscrito contratos de swap de tasas de interés para cubrir la variabilidad en los pagos de intereses base LIBOR de nuestros créditos con garantías limitadas de Egipto. Bajo los PCGA de Canadá, las liquidaciones en efectivo de estos swaps durante la construcción se registran en Otros Ingresos Integrales Acumulados por la proporción de la Compañía 60% y el 40% es registrado en interés minoritario. Bajo las IFRS, las liquidaciones en efectivo durante la construcción se registran bajo el rubro propiedad, planta y equipo. En consecuencia, se produce un aumento en el rubro propiedad, planta y equipo, de \$8.3 millones y \$24.0 millones aproximadamente al 1 de enero 2010 y 31 de diciembre, 2010, respectivamente. El aumento en el rubro propiedad, planta y equipo se ve compensado por un aumento en otros ingresos integrales acumulados de aproximadamente \$5.0 millones y \$14.4 millones y un aumento en el interés minoritario de aproximadamente \$3.3 millones y \$9.6 millones al 1 de enero 2010 y 31 de diciembre 2010, sin impacto en resultados.

e) Posiciones de Impuestos Inciertas:

La IAS 12 establece criterios de reconocimiento y medición para una posición tributaria adoptada o que se espera será adoptada en una declaración de impuestos. Al 1 de enero de 2010, esto dio lugar a un aumento en el pasivo por impuesto a la renta y una disminución de las utilidades retenidas de aproximadamente \$5.4 millones en comparación con los PCGA de Canadá. Para el año terminado al 31 de diciembre 2010, esto se ha traducido en una disminución del resultado neto de \$1.8 millones, con un aumento correspondiente en el pasivo por impuestos.

f) Compensación basada en acciones:

Durante el año 2010, la Compañía hizo su primera entrega de SARs y TSARs con respecto al plan de incentivos a los empleados de compensación a largo plazo.

Bajo los PCGA de Canadá, ambos los SARs y los TSARs son valorados por el método de valor intrínseco. El valor intrínseco relacionado con los SARs y los TSARs se mide por el monto que el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía supera al precio de ejercicio de una unidad. Los cambios en el valor intrínseco de cada período se reconocen en resultados para la proporción del servicio que se ha prestado en cada fecha de presentación de informes. Bajo las IFRS, los SARs y los TSARs tienen que ser valorizados por el método del valor justo. El valor justo relacionado con los SARs y los TSARs se mide utilizando un modelo de valoración de opciones. Los cambios en el valor justo estimados mediante el modelo de valoración de opciones cada período se reconocen en resultados por la proporción del servicio que se ha prestado en cada fecha de presentación de informes.

El valor justo estimado mediante un modelo de valoración de opciones será más alto que el valor intrínseco debido al valor del tiempo incluido en el valor justo. En consecuencia, se espera que la diferencia entre el cargo contable bajo IFRS en comparación con los PCGA de Canadá sería mayor al inicio de la vida de un SARs y los TSARs, sin embargo esta diferencia disminuiría a medida que pasa el tiempo y el cargo contable total en última instancia, sería el mismo a la fecha de ejercer.

Los SARs y TSARs se concedieron por primera vez en marzo de 2010 y por lo tanto, no hay ajuste necesario a los estados financieros el 1 de enero de 2010. La diferencia en el método de valor justo según las IFRS en comparación con el método de valor intrínseco bajo los PCGA de Canadá, ha resultado en una disminución en los ingresos netos de aproximadamente \$4.6 millones y en un aumento en el rubro otros pasivos a largo plazo de aproximadamente \$5.7 millones y la correspondiente disminución patrimonial al 31 de diciembre 2010.

g) Impacto del impuesto diferido y otros ajustes:

Este ajuste representa principalmente el efecto del impuesto producto de los ajustes relacionados con las diferencias contables entre los PCGA de Canadá y las IFRS. Al 1 de enero de 2010 esto ha resultado en una disminución de pasivos por impuestos diferidos y un aumento de las utilidades retenidas de aproximadamente \$8.9 millones. Para el año terminado al 31 de diciembre 2010, esto se ha traducido en un incremento en el resultado neto de \$1.8 millones.

h) Reclasificación del Interés Minoritario desde pasivos:

La Compañía tiene una participación del 60% en EMethanex, la empresa egipcia a través de la cual ha desarrollado el proyecto de metanol de Egipto. La Compañía contabiliza esta inversión usando el método contable de consolidación que se traduce en reconocer el 100% de los activos y pasivos de EMethanex en nuestros estados financieros. La participación de los otros inversionistas en el proyecto se presenta como "interés minoritario". Bajo los PCGA de Canadá, el interés minoritario se clasifica como un pasivo, sin embargo bajo IFRS la participación del interés minoritario se clasifica como patrimonio, pero se presenta por separado en el patrimonio. Esta reclasificación resulta en una disminución de pasivos y un aumento del patrimonio de aproximadamente \$137.3 millones y \$156.4 millones al 1 de enero 2010 y 31 de diciembre 2010.

Equipo Liderazgo Ejecutivo

Bruce Aitken
President and
Chief Executive Officer

Ian Cameron
Senior Vice President,
Corporate Development
and Chief Financial Officer

John Floren
Senior Vice President,
Global Marketing and Logistics

John Gordon
Senior Vice President,
Corporate Resources

Michael Macdonald
Senior Vice President,
Global Operations

Randy Milner
Senior Vice President,
General Counsel and
Corporate Secretary

Paul Schiodtz
Senior Vice President,
Latin America

Harvey Weake
Senior Vice President,
Asia Pacific

Directores

Thomas Hamilton
Chairman of the Board.
Board member since May 2007

Bruce Aitken
President and CEO of
Methanex Corporation.
Board member since July 2004

Howard Balloch
Chair of the Public Policy Committee.
Member of the Responsible Care Committee.
Board member since December 2004

Pierre Choquette
Member of the Audit, Finance & Risk
and Human Resources Committees.
Board member since October 1994

Phillip Cook
Chair of the Responsible Care Committee.
Member of the Public Policy Committee.
Board member since May 2006

Robert Kostelnik
Member of the Corporate Governance
and Responsible Care Committees.
Board member since September 2008

Douglas Mahaffy
Member of the Corporate Governance
and Human Resources Committees.
Board member since May 2006

A. Terence Poole
Chair of the Audit, Finance & Risk Committee.
Member of the Public Policy Committee.
Board member since September 2003
and from February 1994 to June 2003

John Reid
Chair of the Human Resources Committee.
Member of the Audit, Finance & Risk
Committee.
Board member since September 2003

Janice Rennie
Member of the Audit, Finance & Risk
and Human Resources Committees.
Board member since May 2006

Monica Sloan
Chair of the Corporate Governance Committee.
Member of the Responsible Care Committee.
Board member since September 2003

METHANEX
A Responsible Care Company

Corporate Information

Corporate Office
Methanex Corporation
1800 Waterfront Centre
200 Burrard Street
Vancouver, BC V6C 3M1
Tel 604 661 2600
Fax 604 661 2676

Toll Free
1 800 661 8851
Within North America

Website
www.methanex.com

Sales Inquiries:
sales@methanex.com

Transfer Agent
CIBC Mellon Trust Company acts as transfer
agent and registrar for Methanex stock
and maintains all primary shareholder
records. All inquiries regarding share
transfer requirements, lost certificates,
changes of address, or the elimination
of duplicate mailings should be directed
to Canadian Stock Transfer Company Inc.,
the Administrative Agent for CIBC Mellon
Trust Company.
1 800 387 0825 Toll Free within North America
416 682 3860 Outside North America
inquiries@canstockta.com

Investor Relations Inquiries
Jason Chesko
Director, Investor Relations
Tel 604 661 2600
invest@methanex.com

Annual General Meeting
The Annual General Meeting will be
held at the Vancouver Convention
Centre in Vancouver, British Columbia
on Thursday, April 26, 2012
at 11:00 a.m. (Pacific Time).

Shares Listed
Toronto Stock Exchange – MX
NASDAQ Global Market – MEOH
Santiago Stock Exchange – Methanex

Annual Information Form (AIF)
The corporation's AIF can be found
online at www.methanex.com and
at www.sedar.com.

A copy of the AIF can also be obtained
by contacting our corporate office.

2011

