

2010

Annual Report

METHANEX
A Responsible Care® Company

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 que se produce predominantemente a partir de gas natural y se utiliza como materia prima en la fabricación de una gran gama de productos de consumo e industriales tales como materiales para la construcción, espumas, resinas y plásticos. Además, alrededor de un tercio de la demanda de metanol es para el sector de la energía. Ha habido un crecimiento fuerte de la demanda de metanol para la mezcla directa en combustibles para el transporte, dimetil éter (DME) y el biodiesel. El metanol también se utiliza para producir el éter de metilo butilo terciario (MTBE), un componente de la gasolina.

Contenido

- 02 Aspectos Financieros Relevantes 2010
- 03 Mensaje del Gerente General a los Accionistas
- 06 Mensaje del Presidente del Gobierno Corporativo
- 07 Discusión y Análisis de la Administración
- 33 Estados Financieros Consolidados
- 40 Notas a los estados Financieros Consolidados

Plantas Productivas Mundiales

Los centros mundiales de producción de Methanex están estratégicamente posicionados para abastecer a todos los mercados globales más importantes.

Methanex Chile

El complejo de producción de Punta Arenas en el sur de Chile produce metanol para los clientes en América del Norte, América Latina, Europa y Asia

Methanex New Zealand

Nuestras plantas de producción en Nueva Zelanda abastecen metanol principalmente a clientes en Japón, Corea del Sur y China.

Methanex Trinidad

Nuestras dos plantas en Trinidad, Titan y Atlas (Methanex 63,1% de participación), abastece principalmente a mercados de América del Norte y europeos de metanol.

Methanex in Egypt

Nuestra nueva planta en Egipto (joint venture con el Gobierno de Egipto y uno de los inversores regionales - Methanex participación del 60%), que tuvo su primera producción a comienzos de 2011, está situado en el Mar Mediterráneo, y abastecerá metanol principalmente a los mercados europeos

Methanex Canada

Estamos reiniciando nuestra planta de Medicine Hat, Alberta, en 2011. La planta, que ha estado ociosa desde 2001, suministrará metanol a los clientes en América del Norte.

Cadena de Abastecimiento Mundial

Methanex tiene una extensa cadena de suministro global y red de distribución de terminales e instalaciones de almacenamiento a través de Asia, América del Norte, América Latina y Europa. La subsidiaria 100% de propiedad de Methanex, Waterfront Shipping, opera la flota de tanques oceánicos de metanol más grande en el mundo. La flota forma una perfecta red de transporte dedicada a mantener un flujo ininterrumpido de metanol en movimiento a terminales de almacenamiento y a las plantas de los clientes de todo el mundo. Para obtener más información sobre Waterfront Shipping, por favor visite www.wfs-cl.com

Nuestro Compromiso de Conducta Responsable

Methanex es una empresa con Conducta Responsable®. La Conducta Responsable es el paraguas bajo el cual Methanex y otros productores químicos líderes administran los asuntos relacionados con salud, seguridad, medio ambiente, educación comunitaria y participación, así como la preparación para emergencias. El compromiso total con Conducta Responsable es una parte integral de la cultura corporativa global de Methanex.

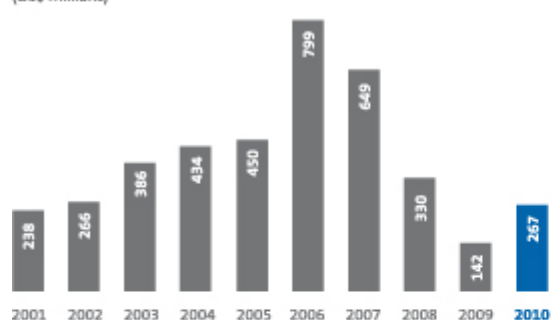


Aspectos Financieros Relevantes 2010

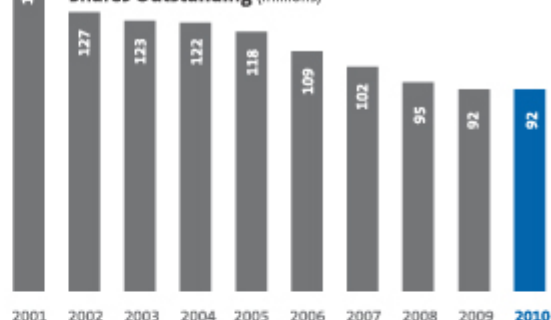
(US\$ millones, excepto cuando se indique lo contrario)

	2010	2009	2008	2007	2006
Operaciones					
Ventas	1,967	1,198	2,314	2,266	2,108
Resultado neto	102	1	169	373	482
Resultado antes de ítems inusuales (después de impuestos) ¹	80	1	169	373	456
Flujo de efectivo de actividades operacionales ^{1, 2}	252	129	235	491	622
EBITDA Ajustado ¹	267	142	330	649	799
Retorno Modificado en Capital Empleado (ROCE) ³	8.0%	1.2%	13.6%	25.4%	32.6%
Monto por Acción Diluido (US\$ por acción)					
Resultado neto	1.09	0.01	1.78	3.65	4.40
Resultado antes de ítems inusuales (después de impuestos) ¹	0.85	0.01	1.78	3.65	4.17
Posición Financiera					
Caja y equivalente de caja	194	170	328	488	355
Total activos	3,070	2,923	2,799	2,862	2,453
Deuda Largo-plazo, incluye porción corriente	947	914	782	597	487
Deuda a capital ⁴	40%	40%	36%	30%	29%
Deuda neta a capital ⁵	35%	35%	25%	7%	10%
Otra Información					
Precio promedio realizado (US\$ por ton) ⁶	306	225	424	375	328
Total volumen de ventas (000s tons)	6,929	5,948	6,054	6,612	6,995
Ventas de productos producidos (000s tons)	3,540	3,764	3,363	4,569	5,310

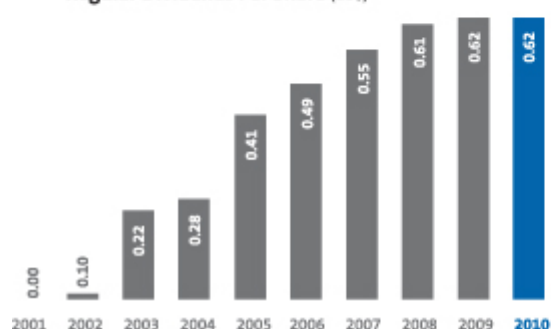
Adjusted EBITDA
(US\$ millions)



Weighted Average Shares Outstanding (millions)



Regular Dividends Per Share (US\$)



Share Price Performance



¹ EBITDA Ajustado, flujo de efectivo de actividades operacionales, resultado antes de ítems inusuales (después de impuesto) y resultado diluido antes de ítems inusuales (después de impuesto) por acción son medidas no-GAAP. Refiérase a la página 45 para una conciliación de estos montos con medidas directas GAAP más comparables.

² El término “flujo de efectivo de actividades operacionales” es este documento se refiere a flujos de caja de actividades operacionales antes de cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo.

³ Definido como utilidad antes de intereses (después de impuestos) dividido por el capital promedio productivo empleado. El capital productivo empleado promedio es la suma de activos totales promedio menos el promedio de pasivos corrientes que no devengan intereses. Los activos totales promedio excluyen los proyectos en desarrollo (planta en construcción en Egipto) y efectivo en exceso de \$50 millones. Además, utilizamos una base de costo de depreciación media estimada para el cálculo de nuestros activos promedio en uso durante el período.

⁴ Se define como la deuda total dividido por el total del patrimonio neto y la deuda total.

⁵ Se define como la deuda total menos efectivo y efectivo equivalente, dividido por el total del patrimonio neto y el total de deuda menos efectivo y efectivo equivalente.

⁶ El precio promedio realizado se calcula como ventas, netas de comisiones ganadas, dividido por el volumen total de ventas de metanol producido y comprado

Para aspectos financieros destacados adicionales e información adicional acerca de Methanex, refiérase a nuestro 2010 Factbook disponible en www.methanex.com.

Mensaje del Presidente a los Accionistas

Aspectos destacados 2010

Durante el año nosotros:

- terminamos la construcción y comenzó la puesta en marcha de la planta 1,26 millones las toneladas por año de Egipto,
- reaccionamos rápidamente a los cambios del mercado de gas natural en América del Norte y comenzamos un proyecto para reiniciar nuestra capacidad ociosa en Medicine Hat, Alberta,
- logramos un rendimiento excepcional de salud y seguridad, sin accidentes de los empleados a través de nuestra organización, por primera vez en nuestra historia, y 2010 fue también el cuarto año consecutivo en el que no hubo excesos ambientales importantes,
- aumentamos los volúmenes de ventas en un 16 por ciento en 2010 y nos colocamos para lograr un mayor crecimiento en 2011,
- mantuvimos un sólido balance general sin dejar de invertir en iniciativas estratégicas que agregan valor,
- reportamos \$102 millones de utilidades netas, una mejora sustancial con respecto a 2009, y
- continuamos promoviendo el uso de metanol en aplicaciones de energía, incluyendo el inicio de un programa piloto para introducir la mezcla de metanol en el combustible en Trinidad y avanzamos nuestro proyecto de éter dimetil (DME) de joint venture en Egipto.

Estimados Accionistas,

En 2010, el mercado mundial de metanol, se recuperó significativamente de los efectos de la desaceleración económica de 2009. La demanda de metanol subió en alrededor del 13 por ciento y cerró el año en niveles récord, y los precios del metanol mejoraron. Estos factores contribuyeron a las fuertes ganancias en 2010.

Vemos un potencial considerable para el crecimiento en las ganancias en el 2011 y más allá. Nuestra planta en Egipto se encuentra en la fase de puesta en marcha y produjo metanol por primera vez en enero de 2011, y nuestra planta Medicine Hat, Alberta está en camino para reiniciar sus actividades a principios del segundo trimestre de este año. Las perspectivas de suministro de gas en Nueva Zelanda también siguen mejorando y planificamos reiniciar una segunda planta en ese país en el próximo año. A más largo plazo, prevemos un aumento sustancial en nuestra producción en Chile, donde la actividad de exploración de gas se espera que aumente a lo largo de los próximos años con la probabilidad de una mayor disponibilidad materia prima de gas natural para nuestras plantas.

Las perspectivas de la oferta y la demanda para nuestra industria es también muy positiva. La recuperación de las economías globales y el creciente uso del metanol en la mezcla de combustible y en otras aplicaciones de energía se espera impulsen una fuerte demanda para su crecimiento, y hay limitada oferta nueva de metanol que se espera se ponga en línea durante los próximos años.

Esto es, en efecto, un momento muy emocionante para nuestra Compañía.

Análisis de la Industria

Al comenzar 2010, la demanda mundial de metanol, se ha recuperado a los niveles previos a la recesión, impulsada por la fuerte demanda en Asia y, en particular, de China. Durante todo el año, la historia fue muy parecida. Fuertes tasas de producción industrial en China continúan impulsando altas tasas de crecimiento en los derivados químicos tradicionales y China aumentó su adopción de metanol en aplicaciones de energía. La demanda de metanol en 2010 también mejoró en otras regiones, incluyendo América Latina, Europa y América del Norte, en línea con la recuperación de la producción industrial. En general, la demanda mundial de metanol, creció acerca de un 13 por ciento en 2010 a aproximadamente 45 millones de toneladas, y terminó el año en un nivel récord.

A pesar de la adición de tres nuevas plantas de escala mundial fuera de China durante el año, la demanda y la oferta se equilibraron estrechamente y los precios del metanol fueron fuertes. Una serie de interrupciones planificadas y no planificadas en distintas regiones contribuyeron a la tensión del mercado y altos precios. En particular, plantas de metanol en China continúan operando en niveles de utilización bajos debido a varios factores, incluyendo la economía, las restricciones de materias primas, gestión de las interrupciones y controles ambientales.

Creemos que el futuro de la industria del metanol es también muy positivo. Hay poca oferta nueva que se espera ingrese al mercado durante los próximos años y el crecimiento de la demanda se espera que sea fuerte. China es cada vez más opta por elegir al metanol como fuente de energía alternativa para reducir la dependencia del país del petróleo crudo importado. Los altos precios del crudo en los últimos años han reforzado esta tendencia. El uso en China del metanol en la mezcla de combustible aumentó nuevamente en 2010, con el apoyo de los programas patrocinados provinciales, y hay aun mucho más potencial de crecimiento. El año pasado, China se convirtió en el mayor mercado del mundo, tanto para la energía y como para los automóviles, y como un país en desarrollo, el uso per cápita de los automóviles en China se espera que crezca de forma espectacular. En 2009, se introdujeron normas nacionales por el uso de M85 y M100 (85 por ciento y 100 por ciento de mezcla de metanol) y esperamos que el Gobierno de China introduzca un estándar nacional de M15 en 2011, lo que debería ser un catalizador para hacer crecer aún más la mezcla de combustible de

metanol en China. La demanda de DME (dimetil éter) en China en 2010 también fue fuerte y cerró el año en niveles récord. El DME es producido a partir de metanol y se mezcla con gas licuado y petróleo.

Producto que China continúa demostrando el éxito de los combustibles derivados del metanol, también en muchos otros países están considerando el uso del metanol en las aplicaciones de la energía. Australia, Irán, Pakistán y Malasia están estudiando actualmente el uso del metanol en la gasolina, y nosotros estamos involucrados en un proyecto para probar la mezcla de combustible de metanol en Trinidad. También nos hemos comprometidos con varios productores de metanol renovable para ayudar a desarrollar mercados que reconozcan las características únicas del metanol producido a partir de materias primas renovables. Por otra parte, también existe potencial de crecimiento en la industria del DME fuera de China, es así como Indonesia, Japón, Suecia, Irán, India todos están estudiando o desarrollando DME proyectos, y en 2010 hemos seguido avanzando en nuestro proyecto de joint venture en Egipto.

Otro desarrollo reciente de interés es el uso de metanol para producir olefinas, que una vez más, está siendo liderado por China, con la primera planta comercial de metanol-olefinas que se puso en marcha en Baotou en 2010. Históricamente, hemos visto que estos proyectos están plenamente integrados y, por tanto, se podría esperar que tengan poco impacto en el mercado que comercializa el metanol. Sin embargo, algunos proyectos están siendo considerados que requieren la compra de metanol comercializado. Estos proyectos consumen una gran cantidad de metanol y hay una serie de proyectos en desarrollo en varios países. Esta industria por lo tanto podría tener un impacto importante en la futura demanda de metanol.

Revisión de la Compañía

Como líder mundial de metanol, una de las principales ventajas competitivas que ofrecemos a los clientes es el abastecimiento global seguro. Sostenemos esta ventaja, garantizando la competitividad de los costos de nuestros activos, manejando nuestras plantas de forma confiable, administrando eficientemente nuestra cadena de suministro y de operaciones de transporte marítimo, y centrándonos en la excelencia operacional en todos los aspectos de nuestras operaciones. Es en este contexto en el que deseo revisar nuestro desempeño en 2010.

Análisis de las Operaciones

Nuestro equipo de marketing mundial hizo un trabajo excelente logrando un crecimiento de los volúmenes de ventas de un 16 por ciento en 2010, y estamos posicionados para hacer crecer aún más nuestro volumen de ventas en 2011. Nuestra organización de comercialización fue también eficaz en la administración de nuestra cadena de suministro y operaciones de transporte marítimo a pesar de los desafíos tales como el retraso en el proyecto de Egipto y menor producción que la prevista en nuestras operaciones en Chile.

Para medir el desempeño de nuestras operaciones productivas, hacemos un seguimiento de un factor de confiabilidad que registra el tiempo en funcionamiento de nuestras plantas, excluyendo el mantenimiento planificado y eventos fuera de nuestro control. En 2010, alcanzamos una tasa de confiabilidad global de la compañía del 95 por ciento, que creemos estuvo por encima de la media del sector, pero ligeramente por debajo del desafiante objetivo del 97 por ciento que teníamos fijado para nosotros mismos. Hemos perdido el objetivo, porque nuestra planta Atlas en Trinidad operó a una tasa de confiabilidad del 82 por ciento para el año debido a una interrupción imprevista de 60 días en el segundo trimestre. Si bien esto fue decepcionante, fue un evento poco común para nosotros. Logramos una tasa de confiabilidad media general de la compañía del 97 por ciento en los últimos cinco años y contamos con procesos integrales implementados con el objeto de reducir al mínimo la probabilidad de interrupciones no planificadas. Aparte de la planta de Atlas, todos nuestros otros activos cumplieron o excedieron nuestro objetivo de confiabilidad en 2010. Nuestra segunda planta en Trinidad, Titán, operó en el 99 por ciento de confiabilidad, mientras que nuestras operaciones en Nueva Zelanda y Chile operaron al 97 por ciento y 100 por ciento de confiabilidad, respectivamente.

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 elemento clave para nuestra posición de liderazgo en la industria del metanol. El Cuidado Responsable es la iniciativa mundial voluntaria de la industria química bajo la cual las empresas trabajan para mejorar continuamente su salud, seguridad y medio ambiente. A través de nuestra membresía en las asociaciones de la industria química que están comprometidas con la Conducta Responsable, nosotros 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 relacionados con la salud, la seguridad, el medio ambiente, participación de la comunidad, responsabilidad social, la seguridad y la preparación para emergencias en cada una de nuestras instalaciones y ubicaciones. Nuestra política de Responsabilidad Social da las directrices para los programas vinculados con la empresa y cuestiones relacionadas con el gobierno corporativo, compromiso de los empleados, y la inversión social.

Hacemos un seguimiento de muchos indicadores líderes y rezagados en la evaluación de nuestro desempeño de Cuidado Responsable. Una medida importante y universal relacionada con la seguridad del sitio es la tasa de frecuencia de lesiones registrables (RIFR), que se define como lesiones registrables por cada 200.000 horas de exposición, donde las horas de exposición son el número total de horas trabajadas. En 2010, no tuvimos lesiones de los empleados registradas (cero RIFR) a través de nuestra organización, por primera vez en la historia de la compañía, que se compara con el promedio de la industria canadiense de 0,50 para las 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 en que gestionamos los contratistas, mejoramos nuestro desempeño en seguridad en 2010, con un RIFR resultante de 0,85 (en promedio de la industria canadiense de comparación fue de 1.02). En mi carta del Informe Anual de 2009, hablé del incidente a principios de 2010 en la planta en construcción de Egipto que resultó en la muerte de dos contratistas de terceros. Hemos hecho todo lo posible para maximizar el aprendizaje de ese trágico suceso y hemos compartido nuestros hallazgos y lecciones aprendidas dentro y fuera de Methanex. Me complace informar que el proyecto de Egipto tuvo un notable historial de seguridad en lo que resta de 2010.

Le damos una gran importancia en minimizar el impacto de nuestras operaciones sobre el medio ambiente. En 2010, continuamos con nuestro excelente historial medioambiental sin incidentes significativos por un cuarto año consecutivo. También reconocemos la importancia de hacer un uso eficiente de los recursos y minimizar las emisiones. En 2010, adoptamos una política de gases de efecto invernadero que formaliza nuestro compromiso con la gestión de las emisiones. El año pasado también se completó la construcción y puesta en marcha de un parque eólico de 2,55 megavatios, que actualmente abastece de electricidad a nuestro sitio de la planta en el sur de Chile, disminuyendo así nuestra dependencia del gas natural para la producción de electricidad. Nosotros 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 de fabricación en un 33 por ciento entre 1994 y 2010 a través de la rotación de activos, la confiabilidad mejorada de las plantas, la eficiencia energética y gestión de las emisiones. También tenemos como objetivo reducir el CO₂ emitido por nuestras operaciones marinas, y entre 2002 y 2010, hemos reducido nuestra intensidad de CO₂ (toneladas de CO₂ del combustible quemado por tonelada de producto desplazado) de las operaciones marinas en un 17 por ciento.

Rendimiento Financiero

Los precios más altos de metanol conllevaron a mejores resultados financieros en 2010. Vendimos 6,93 millones de toneladas de metanol y generamos \$2.0 mil millones en ingresos, \$267 millones en EBITDA y \$102 millones en resultado neto. Mientras que el EBITDA y el resultado neto se incrementaron de manera significativa, los resultados de 2010 son aún modestos en relación a las ganancias potenciales de nuestra Compañía.

Tenemos objetivos disciplinados en torno a la asignación de capital, y medimos esto con un Retorno Modificado del Capital Empleado (ROCE) objetivo del 12 por ciento. En los últimos cinco años, hemos superado nuestro objetivo y el ROCE ha promediado un 16 por ciento. Sin embargo, el ROCE de 2010 de un 8 por ciento estaba por debajo del objetivo. Estamos también enfocados en entregar un mejor resultado para los accionistas en 2011, con el apoyo de iniciativas de crecimiento específicas para aumentar la producción y los ingresos.

Históricamente, hemos buscado un equilibrio entre la reinversión del capital en nuestro negocio y la distribución de excedentes de caja a los accionistas. Durante los últimos años, influenciado por la crisis financiera, nos hemos centrado en mantener un sólido balance general y en completar las iniciativas estratégicas, tales como el Proyecto de Egipto. Estamos también asignando capital en Chile, Medicine Hat y Nueva Zelanda para aumentar la producción, y el enfoque en estos proyectos sigue siendo una prioridad en 2011. Los proyectos implican el reinicio de capacidad ociosa y la inversión de capital en cada caso es modesta en relación con valores de reposición de activos, lo que los convierte en excelentes inversiones. A medida que comienzan a generar flujo de caja, Methanex debería estar en una posición más fuerte para aprovechar una excelente posición de devolver el exceso de efectivo a los accionistas. Hemos aumentado nuestro dividendo en seis veces desde su implementación en 2002, y hemos reducido las acciones en circulación de 173 millones en 2000 al nivel actual de 93 millones.

Por último, el precio de nuestra acción cerró el año en US\$30,40 y se revalorizó un 56 por ciento en 2010, superando fuertemente el Índice Químico de S&P 500, que se incrementó en un 19 por ciento en 2010. Teniendo en cuenta los dividendos, una inversión en Methanex logró un rendimiento total del 88 por ciento en los últimos cinco años, también se compara favorablemente con el Índice Químico de S&P 500, que logró un rendimiento total del 57 por ciento durante el mismo período. A pesar del buen desempeño del precio de la acción, creo que todavía hay mucho más potencial de crecimiento dado nuestras iniciativas para aumentar la producción y el flujo de efectivo que estos proyectos tienen el potencial de generar.

Análisis de las iniciativas de crecimiento

Nuestra prioridad clave durante los próximos años es aumentar la producción. Si bien los niveles de producción fueron inferiores a los previstos en 2010, hemos hecho avances significativos durante el año y estamos en condiciones de aumentar la producción en el futuro. El aumento en los niveles de producción ayudará a fortalecer nuestra posición de liderazgo en el mercado, reducir costos y generar flujo de caja fuerte para los accionistas.

En primer lugar, después de algunos retrasos en la construcción, nuestra 60 por ciento participación conjunta en la planta de metanol de Egipto produjo por primera vez a principios de 2011. El proceso de puesta en marcha coincidió con el período de protestas generalizadas contra el gobierno y los disturbios civiles en Egipto. Para la seguridad y la tranquilidad de nuestros empleados, tomamos la decisión de cerrar temporalmente la oficina de El Cairo y restringir las actividades de puesta en marcha en el sitio de la planta de Damietta. A medida que las condiciones se estabilizaron, con tranquilidad y seguridad hicimos volver a todos nuestros empleados y reanudamos el proceso de puesta en marcha. A pesar de que nos sentimos frustrados por la demora en la construcción, estamos muy contentos de darle la bienvenida a este activo de primera clase en nuestra cadena de suministro. Esto representa una importante fuente de suministro para nuestros clientes. La planta de 1,26 millones de toneladas, de la que somos dueños del 60 por ciento, está respaldada por un contrato de gas natural de largo plazo y tiene una posición de costo muy competitiva que se traducirá en excelentes retornos para los accionistas a largo plazo.

En el tercer trimestre de 2010, reaccionamos con rapidez a los cambios del mercado de gas natural de Norte América y anunciamos los planes para reiniciar nuestra planta ociosa de 0.470.000 toneladas en Medicine Hat, Alberta. La brecha cada vez mayor entre el valor del petróleo crudo y los precios del gas natural del Norte de América ha hecho que la economía de esta planta sea muy atractiva. Mientras esa brecha continúe, esperamos que la planta genere un importante flujo de caja.

Las perspectivas para nuestras operaciones en Nueva Zelanda también han mejorado constantemente. A finales de 2008, trasladamos la producción de una planta de 0.500.000 toneladas a una de nuestras plantas más grandes de 0.850.000 toneladas. Tomamos esta acción basados en la mejora en el suministro de gas natural que se había desarrollado en ese país. Esta tendencia ha continuado, con programas exitosos de exploración de petróleo y de gas en Nueva Zelanda que conduce a una mejor relación entre las reservas y la producción en los próximos años. Creemos que la mejora en el abastecimiento de gas natural y perspectivas de la demanda nos permitirá aumentar la producción en Nueva Zelanda, y actualmente estamos trabajando en asegurar el suministro de gas adicional para permitir el reinicio de una segunda planta.

Por último, nuestros resultados en Chile han sido decepcionantes en los últimos años, ya que no hemos alcanzado nuestros objetivos de aumentar el suministro de gas y las tasas de operación de la planta. Los bloques de exploración de gas en los que se han comprometido inversión de capital - el bloque de GeoPark Fell y el bloque Dorado Riquelme, donde tenemos un joint venture con ENAP - han seguido informando resultados positivos, sin embargo, estas entregas de gas nuevas fueron compensados por la disminución de otros yacimientos en la región. Además, si bien ha habido un creciente nivel de actividad de desarrollo, aún no hemos recibido ninguna cantidad de gas de los nueve bloques adjudicados por el Gobierno de Chile a las empresas de exploración en el proceso de licitación internacional anterior.

Las perspectivas a corto plazo para el suministro de gas en Chile siguen siendo un reto; sin embargo, no hemos cambiado nuestra visión sobre el potencial a largo plazo para el desarrollo de gas en el sur de Chile. Esperamos empezar a recibir entregas de gas a finales de este año de dos nuevos bloques que formaban parte de la ronda de licitación internacional 2008. Anticipamos que alrededor de 175 pozos serán perforados en el sur de Chile en el próximo par de años, lo que es más del doble de la actividad que tuvo lugar en la región en los últimos dos años. Basado en el aumento significativo de la actividad y el éxito visto hasta la fecha, estamos optimistas de que podemos aumentar considerablemente nuestra tasa de operación en Chile. Lo que hemos aprendido es que los plazos para la exploración y desarrollo de gas natural en esta región son mucho más largos que lo previsto inicialmente.

Mirando hacia el Futuro...

Este es un momento muy emocionante para nuestra empresa y nuestra industria. El crecimiento de la demanda de metanol se espera que sea fuerte, apoyado por el mayor uso de metanol en aplicaciones de energía. La recuperación en curso en las economías mundiales también debería conducir a una mayor demanda de metanol en derivados químicos tradicionales. Con poca capacidad productiva nueva prevista que entre en el mercado durante los próximos años, estamos bien posicionados con los proyectos en los que estamos centrados para aumentar la producción en nuestros sitios existentes. A medida que la producción de estos proyectos esté en línea, nuestros flujos de efectivo y las ganancias deberían aumentar de manera espectacular, nuestra posición de liderazgo en el mercado se verá reforzada y la posición de costo total de nuestros activos mejorará.

Aparte de esto, seguiremos centrándonos en la excelencia operacional en todos los aspectos de nuestro negocio, incluyendo la operación de nuestras plantas de forma confiable, sin comprometer la salud, la seguridad y el medio ambiente, optimizando aún más nuestra cadena de suministro y garantizando una gestión financiera prudente de la Compañía. Como líder del mercado mundial, seguiremos fomentando el uso de metanol en aplicaciones de energía para apoyar el crecimiento continuo y fuerte de las ventas. Para terminar, me gustaría dar las gracias a todos nuestros talentosos empleados, por sus contribuciones estelares durante otro año de retos y oportunidades. Por último, en nombre del Directorio y de nuestros empleados, agradezco a ustedes, nuestros accionistas, por su continuo apoyo.



Bruce Aitken
Presidente & Gerente General

Mensaje del Presidente a los Accionistas

Estimados Accionistas,

Como esta es mi primera carta a los accionistas, es muy apropiado para comenzar por reconocer la valiosa orientación y sólida ética de gobierno corporativo que Pierre Choquette, nuestro ex Presidente, inculco en la cultura de su Directorio y en toda la Compañía. En nombre del Directorio, me gustaría dar las gracias a Pierre por su liderazgo y por continuar prestando sus servicios como Director.

Evaluación del Rendimiento del Directorio

Anualmente evaluamos el desempeño del Directorio a través de un proceso de evaluación integral. Cada Director completa una autoevaluación, una evaluación de todos sus pares Directores, una evaluación del desempeño del Presidente, así como una evaluación de cómo el Directorio y cada Comité están funcionando. Después de esto, cada director y yo nos reunimos para discutir uno a uno los resultados. Este año fue mi primera oportunidad para llevar a cabo estas sesiones, y mientras el debate se centró en los resultados de la evaluación, este también brindó la oportunidad de explorar numerosos otros temas, incluyendo las preferencias y las expectativas de los Directores y sus ideas para mejorar la eficacia del Directorio.

El proceso de evaluación profundizó nuestra comprensión de lo que el Directorio hizo bien en 2010 y donde se puede mejorar. Con este conocimiento, hemos desarrollado los objetivos del Directorio para el próximo año y vamos a revisar estos objetivos en cada reunión del Directorio de 2011. La evaluación también incluyó varias preguntas para evaluar los valores y ética Directorio, así como la participación del Director en el desarrollo de estrategia y gestión del riesgo, todos los cuales se anotan cada año para proporcionar una referencia para la mejora continua. En mi opinión, la pregunta que se les hace a los Directores para clasificar el desempeño del Directorio de Methanex con respecto a otros Directorios que ellos asisten es importante. La opinión más generalizada es que tenemos un muy alto nivel de funcionamiento del Directorio. Si bien es gratificante saber esto, puedo asegurarles que su Directorio sigue comprometido con la mejora continua de su desempeño.

Compensación de Ejecutivos

La compensación de Ejecutivos sigue siendo el foco de atención. En la Junta General del año pasado, se aprobó una propuesta de los accionistas solicitando la institución de una recomendación de voto, "opinión del pago". Como resultado, los accionistas votarán sobre la resolución opinión en el pago por primera vez en la reunión de este año.

Creemos que el voto sobre opinión del pago es de un valor limitado, ya que los accionistas sólo pueden votar "sí" o "no" en apoyo de nuestro enfoque de la remuneración de los ejecutivos como se describe en nuestra circular informativa. Seguimos creyendo que una práctica de mejor y más significativa práctica de gobierno es la búsqueda de puntos de vista más completo y más profundo compromiso de los accionistas. En consecuencia, realizaremos nuestra segunda encuesta anual basado en la web para recibir retroalimentación constructiva e integral de los accionistas (la encuesta está disponible en nuestro sitio web en www.methanex.com). Todos los comentarios se proporcionan al Presidente del Comité de Recursos Humanos y se discutirá en una reunión del comité. Creemos que nuestro programa de compensación para ejecutivos se alinea a la administración con los objetivos corporativos y que compensa a la administración equitativamente. Le animamos a emitir su voto sobre "opinión del pago", y también esperamos recibir sus comentarios a través de nuestra encuesta por Internet en relación con la base de remuneración de los ejecutivos.



Tom Hamilton
Presidente del Directorio

Discusión y Análisis de la Administración

INDEX			
7	Visión General del Negocio	23	Estimaciones Contables Críticas
8	Nuestra Estrategia	24	Cambios Anticipados a Principios Contables Canadienses Generalmente Aceptados
9	Como Analizamos Nuestro Negocio	29	Cambios Anticipados a Principios Contables Canadienses Generalmente Aceptados
10	Aspectos Financieros Destacados	30	Información Financiera trimestral (No auditada)
10	Resumen de Producción	30	Información Anual Seleccionada
11	Resultados de Operaciones	30	Controles y Procedimientos
15	Liquidez y Fuentes de Capital	31	Declaraciones de Proyecciones Futuras
19	Factores de Riesgos y Administración del Riesgo		

Esta Discusión y Análisis de la Administración está fechada el 24 de marzo de 2011 y debería leerse en conjunto con nuestros estados financieros consolidados y con las correspondientes notas para el año terminado al 31 de diciembre 2010. Nuestros estados financieros consolidados están preparados de acuerdo con los principios contables generalmente aceptados en Canadá (GAAP de Canadá). Para nuestros informes 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**

Los GAAPs Canadienses difieren en algunos aspectos de los principios contables generalmente aceptados en los Estados Unidos (GAAPs de EE.UU.). En la nota 20 de nuestros estados financieros consolidados se describen las diferencias significativas entre los GAAPs de Canadá y los GAAPs de Estados Unidos. El Accounting Standards Board canadiense confirmó el 1 de enero 2011 como la fecha de convergencia para que las empresas canadienses abiertas comiencen a utilizar las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board. En consecuencia, emitiremos nuestro primer estados financieros interinos consolidados de acuerdo con las NIIF a partir del primer trimestre que termina 31 de marzo 2011 con resultados financieros comparativos para el 2010 (para obtener más información refiérase a los Cambios Previstos a los Principios de Contabilidad canadiense Generalmente Aceptados en la sección, en la página 37).

Al 18 de marzo de 2011 teníamos 92.715.072 acciones ordinarias emitidas y vigentes y opciones de acciones que se pueden ejercer por 3.987.749 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 es producido del carbón, especialmente en China. 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 del sector energético. Ha habido un crecimiento de demanda del metanol en aplicaciones energéticas tales como mezclas directas para gasolina y éter dimetilo (DME), que puede ser mezclado con gas licuado de petróleo para su uso doméstico en la cocina y la calefacción, y también como un sustituto del petróleo. El metanol también se usa para producir biodiesel y metil-terbutiléter (MTBE) que es un componente de la gasolina

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 7,93 millones de toneladas y se encuentran en Chile, Trinidad, Nueva Zelanda, Egipto y Canadá (para más información ver la sección de Resumen de la producción en la página 13). 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 abastecimiento de metanol adicional de 1,17 millones de toneladas por año. 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.

2010 Visión General de la Industria & Proyecciones

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.

Durante 2010, la industria del metanol experimentó un crecimiento fuerte de la demanda con una demanda total de aproximadamente 45 millones de toneladas, lo que representa un aumento del 13% con respecto al 2009. El aumento de la demanda fue impulsado principalmente por la demanda tanto de derivados tradicionales como los relacionados con la energía en Asia, particularmente China. También hubo aumentos en la demanda de los derivados del metanol tradicionales en otras regiones, incluyendo Europa, América Latina y América del Norte.

Los derivados relacionados con la energía actualmente representan aproximadamente un tercio de la demanda mundial de metanol, y en los últimos años los altos precios de la energía han impulsado el crecimiento fuerte de demanda de metanol en aplicaciones de energía, como las mezclas de gasolina y el DME en China. Durante 2010, la mezcla de metanol en la gasolina en China fue particularmente fuerte y continúa con el apoyo de las normas introducidas por el gobierno nacional y provincial. Hay una serie de programas patrocinados provincialmente para la mezcla de combustible de metanol y más programas están en desarrollo. En 2009, se introdujeron normas nacionales para el uso de M85 y M100 (85 por ciento y 100 por ciento mezclas de metanol) y esperamos que el Gobierno de China establezca un estándar nacional de M15 en 2011, lo que debería ser un catalizador adicional para hacer crecer aún más la mezcla de combustible de metanol en China. Actualmente China es el mercado más grande de energía y automóviles en el mundo y, como país en desarrollo, el uso per cápita de los automóviles y la demanda para combustibles del transporte se espera que crezca significativamente con el tiempo. La demanda de DME en China en 2010 fue también fuerte y terminó el año en niveles récord.

Las condiciones de la industria del metanol se balancearon apretadamente en el 2010, sustentado por un fuerte crecimiento de la demanda mundial de metanol y limitaciones de la oferta. Mientras que tres nuevas plantas de escala mundial (en Brunei, Omán y Venezuela) con una capacidad combinada total de 2,8 millones de toneladas al año se pusieron en marcha en 2010, también hubo algunos cierres de plantas de capacidad de alto costo y un número de interrupciones planificadas y no planificadas a través de la industria. Estos factores, combinados con el continuo entorno de precios de la energía más altos, conllevaron a equilibrar las ajustadas condiciones de mercado y el fuerte entorno de precios del metanol a lo largo de 2010. Nuestro precio promedio antes de descuentos en el 2010 fue \$356 por tonelada, comparado con \$252 por tonelada en 2009, y nuestro precio promedio realizado para el año 2010 fue de \$306 por tonelada, comparado con \$225 por tonelada en 2009.

En el futuro, producto que China continúa demostrando el éxito de metanol para el uso de la energía, otros países también están considerando el uso de metanol en aplicaciones de energía. Australia, Irán, Pakistán y Malasia están estudiando actualmente el uso de metanol en la gasolina, y nosotros estamos involucrados en un proyecto para probar la mezcla de combustible de metanol en Trinidad. También estamos trabajando con varios productores de metanol renovable para ayudar a desarrollar mercados que reconozcan las características únicas del metanol producido a partir de materias primas renovables. Por último, también existe un potencial de crecimiento en la industria del DME fuera de China, y es así como Indonesia, Japón, Suecia, Irán, Egipto y la India todos están estudiando o desarrollando proyectos de DME.

Otro desarrollo reciente que también está siendo liderado por China es el uso del metanol para producir olefinas, con la puesta en marcha de la primera planta de metanol-olefinas comercial en Baotou en 2010. Tradicionalmente, hemos visto estos proyectos como plenamente integrados y por lo tanto con poco impacto en el mercado de metanol comercializado. Sin embargo, algunos proyectos están siendo considerados que requieren la compra de metanol comercializado. Estos proyectos de metanol a olefinas consumen una gran cantidad de metanol y hay una serie de proyectos en desarrollo en varios países. Esta industria por lo tanto podría tener un impacto significativo en la demanda futura del metanol comercializado.

Anticipamos un aumento significativo en nuestra capacidad de producción en 2011 de la planta de 1,26 millones de toneladas por año de Egipto y la reanudación de nuestras plantas de 0.470.000 toneladas al año de Medicina Hat. También estamos centrados en tener acceso a gas natural para aumentar la producción en nuestros sitios existentes en Chile y Nueva Zelanda durante los próximos años (para más información ver la sección de Resumen de la producción en la página 13). Más allá de nuestras propias adiciones de capacidad, hay pocas adiciones de capacidad mundial de metanol fuera de China esperada para los próximos años. Hay una planta de 0.850.000 toneladas en Beaumont, Texas y una planta de 0.700.000 toneladas en Azerbaiyán y anticipamos que la producción de estas dos plantas entrará en el mercado durante el período 2012-2013.

La demanda de metanol a nivel mundial continúa siendo fuerte, apoyada por el crecimiento continuo de metanol en las aplicaciones de la energía, y la recuperación adicional de las economías globales debería dar lugar a una mayor demanda de derivados tradicionales del metanol. Con pocas adiciones de capacidad productiva que se espera entren en el mercado durante los próximos años, creemos que estamos bien posicionados con el aumento de la producción prevista de nuestros sitios existentes. En la medida que la producción de estos sitios mejore, creemos que nuestra posición de liderazgo en la industria se verá reforzada, la posición de costo total de los activos mejorará y tendremos un potencial de crecimiento significativo de nuestros flujos de efectivo y ganancias.

El precio del metanol en última instancia dependerá de la fortaleza de la recuperación económica, 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 seguir 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 estrategia definida claramente - liderazgo mundial, bajo costos y excelencia operacional - nos ha ayudado a alcanzar este objetivo.

Global Leadership

El Liderazgo Global es un elemento clave de nuestra estrategia, con especial atención a 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 en energía como derivados de metanol 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 en 2010 representa aproximadamente el 15% del total de la demanda mundial y el volumen de ventas creció un 16% desde 5.95 millones de toneladas en 2009 hasta 6.930.000 toneladas en 2010. Nuestra posición de liderazgo nos ha permitido jugar un importante rol en la industria, incluyendo 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 y que creemos mejora la transparencia del mercado.

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 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 producción en nuestros sitios. Esperamos una mayor producción en 2011 con la puesta en marcha de la planta de producción de 1,26 millones de toneladas de metanol al año en Egipto y la reanudación de nuestra planta de 0.470.000 toneladas al año de Medicine Hat, Alberta. Ambas plantas están bien situadas y proporcionarán mayor seguridad de suministro para nuestros clientes. Nuestras plantas de metanol en Chile representan 3,8 millones de toneladas de capacidad de producción anual y desde mediados de 2007 hemos operado el sitio significativamente bajo su capacidad instalada. Esto se debe principalmente a cortes del suministro de gas natural desde Argentina (ver el Resumen de la Producción - sección de Chile en la página 14). Nuestro objetivo es aumentar progresivamente la producción en nuestro sitio en Chile con el gas natural de proveedores en Chile mediante el apoyo a la aceleración del desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Estamos también enfocados en tener acceso a oferta adicional de gas natural para aumentar la producción en Nueva Zelanda, donde actualmente tenemos 1,35 millones de toneladas de capacidad de producción anual ociosa, aproximadamente.

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. 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 2010 en antelación del aumento de la producción de la planta de Egipto. Sin embargo, esperamos que el metanol comprado represente una proporción menor de nuestro volumen de ventas global con un aumento de la producción en Egipto y Canadá en 2011.

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 en esta región. Contamos con oficinas en Hong Kong, Shanghai, Beijing, Corea y Japón para mejorar el servicio al cliente y el posicionamiento de la industria en la región. Esto también nos permite participar y mejorar el conocimiento del alto crecimiento del mercado de metanol en rápida evolución 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.

Con China, que continúa demostrando el éxito de metanol para su uso en los mercados energéticos, otros países también están considerando el uso de metanol en las aplicaciones de energía y estamos involucrados en un proyecto para probar la mezcla de combustible de metanol en Trinidad. También estamos trabajando con varios productores de metanol renovable para ayudar a desarrollar mercados que reconozcan las características únicas de metanol producido a partir de materias primas renovables. También continuamos avanzando en nuestro proyecto conjunto de DME en Egipto.

Bajos Costos

Una estructura de bajo costo 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 entregar 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 representan 2,05 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.

Como se describe anteriormente, nosotros esperamos un aumento de nuestra capacidad de producción en 2011 de la planta de metanol nueva en Egipto y la reanudación de nuestra planta Medicine Hat, Alberta. También estamos centrados en tener mayor acceso a gas natural para aumentar la producción en nuestros sitios existentes en Chile y Nueva Zelanda. Creemos que estas iniciativas mejorarán aún más nuestra estructura de costos competitiva y nuestra capacidad para ofrecer de manera rentable metanol a los clientes (para obtener más información sobre todos nuestros sitios de producción consulte la sección Resumen de la producción en la página 13).

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, las instalaciones de almacenamiento del 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 para reducir costos y aprovechar las condiciones que prevalecen en el mercado del transporte marítimo mediante la variación del tipo y duración del mandato de los contratos de buques al mar. 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 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 Cuidado Responsable nos ayuda a reducir el riesgo de paros imprevistos e incidentes de seguridad y lograr un excelente historial medioambiental global. En 2010 no registramos lesiones de los empleados a ser informadas en toda la organización, así como la mejora de desempeño de seguridad de los contratistas, resultando en un desempeño de seguridad global que supera el promedio de la industria canadiense de compañías comparables.

La administración del producto es un componente vital de nuestra cultura de Cuidado 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 el riesgo 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, de seguridad y ambiental, y trabajamos con colegas de la industria para mejorar los estándares de seguridad y cumplimiento normativo. Podemos fácilmente compartir nuestros conocimientos técnicos y de seguridad con las partes interesadas claves, incluidos los 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, compromiso de los empleados y el desarrollo, 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 2010, tuvimos un sólido balance general con un saldo en efectivo de \$194 millones, una línea de crédito no girada de \$200 millones y no tenemos compromisos de refinanciamiento hasta mediados de 2012. Creemos que estamos bien posicionados para cumplir con nuestros compromisos financieros y continuar invirtiendo para hacer crecer nuestro negocio.

COMO ANALIZAMOS EL 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 de nuestros resultados ajustados antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortización (EBITDA Ajustado) (ver Mediciones Complementarias No GAAP en la página 45 para una conciliación de mediciones más comparable con GAAP), gastos financieros, intereses y otros ingresos 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. Los impulsores claves de los cambios en nuestro EBITDA Ajustado son el precio promedio realizado, los costos base caja y el volumen de ventas

El precio, costo base caja y las variaciones de volumen incluido en nuestro análisis de EBITDA Ajustado 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 periodo 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.

También vendemos metanol sobre la base de comisión. Las ventas sobre base de comisión representan volúmenes comercializados en base a una comisión relacionada con el 36,9% de la planta de metanol de Atlas en Trinidad de la que no somos dueños.

ASPECTOS FINANCIEROS DESTACADOS

(\$ MILLONS, EXCEPTO CUANDO SE INDIQUE LO CONTRARIO)	2010	2009
Producción (miles de tons):	3,540	3,543
Volumen de ventas (miles de tons):		
Methanol producido	3,540	3,764
Methanol comprador a terceros	2,880	1,546
Ventas comisionadas ¹	509	638
Total volumen de ventas	6,929	5,948
Methanex precio de referencia promedio antes de descuentos (\$ por ton)²	356	252
Precio promedio realizado (\$ por ton)³	306	225
Ventas	1,967	1,198
EBITDA Adjustado⁴	267	142
Flujo de caja de actividades operacionales	153	110
Flujo de caja de actividades operacionales antes de cambios capital de trabajo sin movimiento de caja	252	129
Resultado neto	102	1
Resultado neto antes de ítems inusuales⁴	80	1
Utilidad neta básica por acción (\$ por acción)	1.10	0.01
Utilidad neta diluida por acción (\$ por acción)	1.09	0.01
Utilidad neta diluida por acción antes de ítems inusuales (\$ por acción)⁴	0.85	0.01
Información acciones ordinarias (millones de acciones):		
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	92	92
Promedio ponderado diluido de acciones ordinarias en circulación	94	93
Número de acciones ordinarias en circulación	93	92

¹ Las ventas comisionadas representan volumen comercializado sobre base comprometida. Este ingreso se incluye en resultados cuando se devenga.

² El precio de referencia promedio antes de descuentos de Methanex representa 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, dividido por el volumen total de ventas de metanol producido y comprado.

⁴ Estos ítems son mediciones no GAAP que no tienen un significado estandarizado de acuerdo a principios de contabilidad generalmente aceptados en Canadá (GAAP) 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 45 para una descripción de cada medición no GAAP y una conciliación con la medición GAAP más similar.

RESUMEN DE PRODUCCION

El siguiente cuadro detalla la capacidad productiva anual y la producción de nuestras plantas que operaron durante el 2010 y 2009:

(MILES DE TONELADAS)	ANNUAL PRODUCTION CAPACITY ¹	2010	2009
Chile I, II, III and IV	3,800	935	942
Atlas (Trinidad) (63.1% participación)	1,150	884	1,015
Titan (Trinidad)	900	891	764
Nueva Zelanda²	850	830	822
Egipto (60% participación)³	760	—	—
Medicine Hat³	470	—	—
	7,930	3,540	3,543

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

² La producción anual de Nueva Zelanda sólo representa nuestra 0,85 millones toneladas anuales de la planta Motunui que se reinició a finales de 2008. La capacidad operativa práctica depende en parte de la composición de la materia prima de gas natural y puede diferir de la capacidad indicada anteriormente. También tenemos capacidad de producción adicional potencial que se encuentra actualmente abandonada en Nueva Zelanda (refiérase a la sección de Nueva Zelanda en la página 14 para más información).

³ Estas dos plantas se prevé que comenzarán la producción en 2011. La planta de metanol de Egipto produjo metanol por primera vez en enero de 2011 y estamos a punto de completar el reinicio de nuestra planta Medicine Hat, Alberta (consulte las secciones de Egipto y Medicine Hat en la página 15 para más información).

Chile

Nuestras plantas de metanol en Chile produjeron 0,94 millones de toneladas de metanol en el 2010 y 2009. 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 cortó 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 es aumentar progresivamente la producción en nuestro sitio Chile con el gas natural de proveedores de Chile. Estamos buscando oportunidades de inversión con la empresa estatal de energía Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), GeoPark Chile Limitada (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 el acuerdo, financiamos el 50% de participación en el bloque y, al 31 de diciembre de 2010, hemos contribuido aproximadamente \$ 86 millones. En los últimos años, hemos proporcionado \$57 millones en financiamiento a GeoPark (de los cuales aproximadamente \$32 millones habían sido repagados al 31 de diciembre de 2010) para apoyar y acelerar las actividades de exploración y desarrollo de gas natural de GeoPark en el sur de Chile. GeoPark ha acordado proveernos 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. Aproximadamente el 60% de la producción total en nuestras plantas de Chile está siendo producida con gas natural suministrado por los bloques Fell y Dorado Riquelme.

Otras actividades de inversión están también apoyando la aceleración de actividades de exploración y desarrollo de gas natural en las zonas del sur de Chile. A fines de 2007, 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. Bajo las condiciones de estos acuerdos producto del proceso de licitación existen compromisos mínimos de inversión. Hasta la fecha, dos empresas que participaron en la licitación han informado de descubrimientos de gas y esperamos las primeras entregas de gas de estos nuevos hallazgos a partir de 2011. Estamos participando en un consorcio de dos bloques de exploración en esta ronda de licitación - los bloques Tranquilo y Otway. El consorcio está integrado por Wintershall, Geopark y Pluspetrol cada uno con una participación del 25% y la Corporación Financiera Internacional, miembro del Grupo del Banco Mundial, y Methanex cada uno con una participación del 12,5%. GeoPark es el operador de ambos bloques.

Nuestras plantas de metanol en Chile produjeron 0,94 millones de toneladas de metanol en 2010 y 2009. Durante 2010, las entregas de gas natural de ENAP fueron menores que en el 2009 principalmente como resultado de la disminución de la capacidad de entrega de los pozos existentes y esto se vio compensado por el aumento de las entregas de gas natural desde el bloque Dorado Riquelme en el 2010 en comparación con 2009. Al entrar en 2011, estábamos operando una planta a aproximadamente el 65% de su capacidad productiva en nuestro sitio de Chile y las perspectivas a corto plazo para el suministro de gas en Chile sigue siendo un reto. Aunque se han realizado inversiones importantes en los últimos años en la exploración y el desarrollo de gas natural en el sur de Chile, los plazos para un aumento significativo en el suministro de gas a nuestras plantas son mucho más largos de lo previsto originalmente. Como resultado, esperamos que haya presión a corto plazo respecto del suministro de gas en el sur de Chile que podría afectar la tasa de operación de nuestro sitio en Chile, sobre todo en los meses de invierno del hemisferio sur, cuando la demanda de energía residencial está en su apogeo.

Para obtener más información refiérase a los Factores de Riesgo y Gestión de Riesgos - sección de Chile en la página 27.

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 Titan y Atlas en Trinidad están bien situadas para abastecer los mercados en América del Norte y Europa, y están sustentadas por contratos "take-or-pay 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 1,78 millones de toneladas ambos en 2010 y 2009. Tanto para el 2010 y 2009, operamos estas plantas por debajo de la capacidad operativa, debido a las actividades de mantenimiento planificadas y no planificadas. Durante 2010, hemos experimentado un corte en nuestras plantas de Atlas, que duró 60 días, aproximadamente.

Nueva Zelanda

Nuestras plantas de Nueva Zelanda proporcionan capacidad a costos competitivos y están respaldadas por contratos de suministro de gas natural de corto plazo. Para 2010 y 2009, produjimos 0,83 millones de toneladas de una planta de 0.850.000 toneladas al año en nuestras instalaciones Motunui en Nueva Zelanda. Tenemos contratos de gas natural con una serie de proveedores de gas que nos permitirá seguir operando la planta de 0.850.000 de toneladas por año de Motunui hasta el año 2012. También tenemos capacidad ociosa adicional de 1,38 millones de toneladas por año en Nueva Zelanda, incluyendo una segunda planta de 0.850.000 toneladas al año de Motunui y una planta de 0.530.000 toneladas al año en nuestro sitio cercano en Waitara Valle. Estas instalaciones proporcionan el potencial para aumentar la producción en Nueva Zelanda en función de la dinámica de la oferta y la demanda y la disponibilidad de materia prima del gas natural a precio económico.

Creemos que ha habido una mejora continua en las perspectivas de suministro de gas natural en Nueva Zelanda y nos hemos focalizado en tener acceso a la oferta adicional de gas natural para aumentar la producción en Nueva Zelanda. Nosotros continuamos

buscando oportunidades para obtener gas natural a un precio económico con los proveedores en Nueva Zelanda para apoyar el reinicio de una segunda planta. Estamos también buscando oportunidades de exploración y desarrollo de gas natural en el área cercana a nuestras plantas con el objetivo de obtener un suministro a precios competitivos a largo plazo. Durante 2010, entramos en un acuerdo con Kea Exploración (Ceos), una compañía de desarrollo y exploración de petróleo y gas, para explorar áreas de la cuenca de Taranaki en Nueva Zelanda que están cerca de nuestras plantas. Según el acuerdo, el financiamiento será compartido al 50% por ambas partes, y tendremos derecho a todas las entregas de gas natural de nuestra participación a un precio que es competitivo para nuestras otras plantas en Trinidad, Chile y Egipto. Durante 2010, gastamos aproximadamente \$10 millones en actividades de exploración con Kea. Según el acuerdo, no hay compromisos de inversión mínima y las contribuciones futuras serán acordadas por las partes en forma permanente.

Egipto

La nueva planta de metanol de 1,260,000 toneladas al año en Egipto se encuentra en la fase de puesta en marcha y produjo el primer metanol en enero de 2011. La puesta en marcha coincidió con las protestas generalizadas contra el gobierno y los disturbios civiles en Egipto. Por la seguridad y la tranquilidad de nuestros empleados, tomamos la decisión de cerrar temporalmente la oficina de El Cairo y restringir las actividades de puesta en marcha de la planta de Damietta, Egipto. Cuando las condiciones se estabilizaron, volvimos a abrir nuestra oficina en El Cairo y la planta de Damietta reanudó sus operaciones para continuar con el proceso de puesta en marcha.

Tenemos una participación del 60% en la planta y tenemos los derechos de comercialización para el 100% de la producción. Esta planta está sustentada por contratos de compra de gas natural take-or-pay, donde el precio del gas varía con los precios del metanol. Creemos que esta planta de metanol mejorará aún más nuestra estructura de costos y nuestra posición en el mercado y está bien situada para abastecer el mercado Europeo.

Medicine Hat

En septiembre de 2010, se tomó la decisión de reiniciar la planta ociosa de 0.470.000 toneladas año en Medicine Hat, Alberta, Canadá. En apoyo de la reanudación, hemos iniciado un programa de compra de gas natural en el mercado del gas de Alberta, y para finales de 2010 se había contratado un volumen suficiente de gas natural para satisfacer aproximadamente el 80% de nuestras necesidades operando a la capacidad instalada para el período comprendido entre el inicio y octubre de 2012. Estamos a punto de completar el reinicio de este proyecto con una producción prevista para comenzar en el segundo trimestre de 2011.

RESULTADOS OPERACIONALES

(\$ MILLONES)	2010		2009
Estado de resultados consolidado:			
Ventas	\$	1,967	\$ 1,198
Costo de ventas y gastos operacionales		(1,700)	(1,056)
EBITDA ajustado ¹		267	142
Utilidad en la venta de activos de Kitimat		22	–
Depreciación y amortización		(131)	(118)
Resultado operacional ¹		158	24
Gastos financieros		(24)	(27)
Intereses y otros ingresos		2	–
Impuesto a la renta recuperación (gasto)		(34)	4
Resultado neto	\$	102	\$ 1

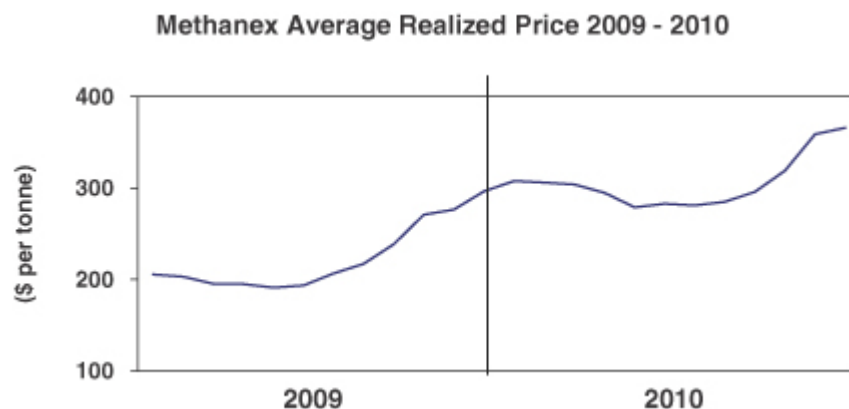
¹ Estos ítems son mediciones que no están de acuerdo a GAAPs y que no tienen un significado estandarizado de acuerdo a principios de contabilidad generalmente aceptado en Canadá (GAAP) y por lo tanto, no son comparables con mediciones similares presentadas por otras empresas. Refiérase a las Mediciones Complementarias que no están de acuerdo a GAAP de la página 45 para una descripción de cada medición no GAAP y una conciliación con la medición GAAP más comparable.

Para el año 31 de diciembre de 2010, registramos un EBITDA ajustado de \$267 millones y una utilidad neta de \$102 millones (1,09 dólares por acción en base diluida) y resultado neto de \$80 millones (\$0,85 por acción en base diluida) una ganancia antes y después de impuestos de \$22 millones en relación con la venta de terreno y las instalaciones del terminal de Kitimat, Canadá. Esto se compara con un EBITDA ajustado de \$142 millones y un ingreso neto de \$1 millón (\$ 0,01 por acción en base diluida) para el año terminado el 31 de diciembre 2009.

La siguiente discusión en las páginas 16-20 proporciona una descripción de los cambios en ingresos, EBITDA ajustado, depreciación y amortización, gastos financieros, intereses y otros ingresos, e impuestos para 2010 en comparación con 2009.

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 costo 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 2010 fueron de \$2,0 mil millones, comparado con \$1,2 mil millones en 2009. El aumento en las ventas fue principalmente debido a precios del metanol más altos en 2010, comparado con el 2009.

Al comenzar el 2010, la demanda mundial de metanol, se había recuperado a los niveles previos a la recesión. Durante 2010, la demanda mundial de metanol fue de 45 millones de toneladas, un aumento del 13% con respecto 2009. Esto se debió principalmente al crecimiento de la demanda de los derivados tradicionales y otros relacionados con la energía en Asia (especialmente China). También hubo aumentos en la demanda de los derivados del metanol tradicionales en otras regiones, incluyendo Europa, América Latina y América del Norte. En previsión de la puesta en marcha de la planta de metanol en Egipto, hicimos crecer nuestro volumen de ventas totales en aproximadamente un 16%, desde 5.95 millones de toneladas en 2009 a 6,93 millones toneladas en 2010, y esto aumento nuestros ingresos por ventas en aproximadamente \$0,2 mil millones.

Las condiciones de la industria del metanol se balancearon apretadamente en 2010, sustentado por un fuerte crecimiento de la demanda mundial y las restricciones de suministro. Mientras que tres nuevas plantas de escala mundial (en Brunei, Omán y Venezuela) con una capacidad combinada total de 2,8 millones de toneladas al año comenzaron operaciones en 2010, también hubo algunos cierres de capacidad de alto costo y un número de cortes planificados y no planificados a través de la industria. Estos factores, combinados con el continuo entorno de precios más altos de la energía, conllevaron a condiciones de mercado apretadas y un entorno de precios del metanol fuerte a lo largo de 2010. Nuestro precio promedio realizado en 2010 fue de \$306 por tonelada, comparado con \$225 por tonelada en 2009, y esto aumento nuestras ventas en aproximadamente \$0,6 mil millones.

La industria del metanol es altamente competitiva y los precios se ven afectados por los fundamentos de la oferta y la demanda. Nosotros publicamos los precios de referencia sin descuentos para cada mercado de metanol importante y ofrecemos descuentos a otros clientes sobre la base de varios factores. Nuestro precio de referencia promedio sin descuentos publicado para el año 2010 fue \$356 por tonelada, comparado con \$252 por tonelada en 2009. Nuestro precio realizado venta promedio fue de aproximadamente 14% y 11% más bajo que el precio promedio de referencia sin descuento publicado en 2010 y 2009, respectivamente.

Hemos entrado en contratos a largo plazo para una parte de nuestro volumen de producción con ciertos clientes internacionales, donde los precios son fijos o vinculados a los costos más un margen. Las ventas bajo estos contratos representan aproximadamente el 8% de nuestros volúmenes de ventas totales en 2010 en comparación con el 19% de nuestros volúmenes de ventas totales en 2009. La diferencia entre el precio promedio de referencia promedio sin descuentos y nuestro precio promedio realizado se espera que disminuya durante los períodos de precios más bajos.

Distribución de Ingresos por Ventas

La distribución de los ingresos para el 2010 y 2009 fue la siguiente:

(\$ MILLONES, EXCEPTO CUANDO SE INDIQUE LO CONTRARIO)		2010		2009
Canadá	\$ 142	7%	\$ 106	9%
Estados Unidos	470	24%	355	30%
Europa	454	23%	198	17%
China	351	18%	195	16%
Corea	216	11%	136	11%
Otros Asia	127	6%	83	7%
América Latina	207	11%	125	10%
	\$ 1,967	100%	\$ 1,198	100%

Los principales cambios en la distribución de nuestros ingresos en 2010 respecto a 2009 fue un aumento en la proporción de los ingresos obtenidos en Europa y Asia y una disminución en la proporción de los ingresos obtenidos en América del Norte. Esto se debe principalmente al crecimiento de los volúmenes de ventas en Europa y China, con volúmenes de ventas que se mantuvieron relativamente planos en América del Norte en 2010 en comparación con 2009. Los ingresos en Europa aumentaron como proporción de los ingresos totales en 2010 en comparación con 2009 en un 6%, principalmente como resultado de nuestra iniciativa de aumentar las ventas en esa región en antelación a la puesta en marcha de la planta de metanol de 1,26 millones de toneladas al año en Egipto. También creció el volumen de ventas en China, lo que resulta en un aumento del 2% en la proporción de los ingresos totales obtenidos en China en 2010 en comparación con 2009. China sigue desempeñando un papel importante en la industria del metanol como un importante productor y consumidor. Una parte clave de nuestra estrategia de liderazgo global es aumentar nuestra presencia en China y en la región Asia-Pacífico.

EBITDA Ajustado

Nosotros revisamos los resultados de operaciones mediante el análisis de los componentes de nuestro EBITDA Ajustado. Además del metanol que producimos en nuestras plantas, también compramos y revendemos el metanol producido por otros y vendemos metanol sobre una base de comisiones. Analizamos los resultados de todas las ventas de metanol en conjunto. Los impulsores principales de cambio en nuestro EBITDA Ajustado son el precio promedio realizado, el volumen de ventas y costos base caja (consulte la sección Cómo Analizamos Nuestra Negocio en la página 12 para más información).

En el 2010 el EBITDA Ajustado fue de \$267 millones comparado con \$142 millones en 2009. El aumento en el EBITDA Ajustado de \$125 millones fue el resultado de:

(\$ MILLONES)	2010 VS. 2009
Precio promedio realizado	\$ 520
Volumen de ventas	62
Total costos base caja ¹	(457)
Aumento en EBITDA Ajustado	\$ 125

¹ Incluye costos base caja respecto al metanol producido en nuestras plantas y metanol comprado a terceros, como asimismo gastos de ventas, administrativos y generales consolidados y los costos de almacenaje y transporte fijos.

Precio Promedio Realizado

Nuestro precio promedio realizado para el año terminado al 31 de Diciembre 2010 fue \$306 por tonelada comparado con \$225 por tonelada en 2009, y esto aumentó nuestras ventas en \$520 millones (refiérase a la sección de Ingresos en la página 16 para mayor información).

Volumen de Ventas

Los volúmenes totales de ventas de metanol, excluyendo los volúmenes de ventas en comisión, para el año terminado el 31 de diciembre 2010 fueron 1.11 millones de toneladas más altos que en 2009, que resulto en un mayor EBITDA ajustado de \$62 millones.

Total Costos base Caja

El principal impulsor de los cambios en los costos totales de efectivo son los cambios en el costo del metanol que producimos en nuestras instalaciones y los cambios en el costo de metanol comprado de terceros. Nuestras plantas de producción se sustentan en acuerdos de compra de gas natural con las 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 del gas natural y metanol 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 y comprado fueron mayores en \$457 millones en 2010 en comparación con 2009. Los principales cambios en costos base caja fueron los siguientes:

(\$ MILIONES)	2010 VS. 2009
Costos de gas natural en ventas de metanol producido	\$ 98
Costos metanol comprado	223
Proporción de metanol comprado en las ventas	90
Compensación en base a acciones	19
Otros, neto	27
Aumento en total costos base caja	\$ 457

Costos de gas natural en ventas de metanol producido

El gas natural es la materia prima principal en nuestras plantas de producción de metanol y es el componente más importante de nuestra estructura de costos. Los contratos de suministro de gas natural para nuestras plantas de producción en Chile, Trinidad y Nueva Zelanda incluyen los componentes del precio base y variable para reducir nuestra exposición al riesgo de precios de productos básicos. El componente de precio variable de cada contrato de gas se ajusta con 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 precios promedios del metanol más altos en 2010 incrementaron los costos de gas natural por tonelada para el metanol producido y esto aumentó el costo base caja en aproximadamente \$98 millones en comparación con 2009. Para obtener información adicional acerca de nuestros acuerdos de gas natural, consulte la sección del Resumen de las Obligaciones Contractuales y Compromisos Comerciales en la página 24.

Costos 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 toma libre, buscamos oportunidades que ofrezcan sinergias con nuestra cadena de suministro existente y posición en el mercado. Nuestra fuerte cadena de suministro global nos permite aprovechar las oportunidades únicas para agregar valor a través de los ahorros de costos de logística y comprar metanol en la región de más bajo costo. El costo de metanol comprado consiste principalmente en el costo del propio metanol, que está directamente relacionado con el precio del metanol en el momento de la compra. Los precios promedios más altos de metanol en el 2010 aumentó el costo de metanol comprado por tonelada y esto aumentó el costo base caja en aproximadamente \$223 millones en comparación con 2009.

Proporción de metanol comprado en las ventas

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. En consecuencia, un aumento en la proporción de las ventas de metanol comprado resulta en un aumento en nuestra estructura de costo global para un período determinado. La proporción de las ventas de metanol comprado en el año 31 de diciembre de 2010 fue más alta en comparación con 2009 y esto aumento los costos base caja en \$89 millones. El aumento en la proporción de las ventas de metanol comprado en 2010 en comparación con 2009 se debió principalmente al aumento en los volúmenes de ventas en antelación a la puesta en marcha de la planta de metanol de Egipto. Cuando las plantas de Egipto y Medicine Hat comiencen producción en 2011, se espera que la proporción de metanol comprado disminuya.

Compensación basada en acciones

Otorgamos premios basados en acciones como un elemento de compensación. Los premios basados en acciones concedidos incluyen las opciones sobre acciones, derechos sobre revalorización de acciones o derechos sobre revalorización de acciones tándem, unidades de acciones diferidas, unidades de acciones restringidas y unidades de acciones de rendimiento.

Para las opciones sobre acciones, el costo se mide sobre la base de una estimación del valor justo en la fecha de concesión y este valor justo de la fecha de concesión es reconocida como gasto de compensación durante el período de los servicios relacionados. En consecuencia, los gastos de compensación basada en acciones asociadas a opciones sobre acciones no varían significativamente de un período a otro. A partir de 2010, otorgamos derechos sobre revalorización de acciones (SAR) y derechos sobre la revalorización de acciones tándem (TSARs) para reemplazar las concesiones de opciones sobre acciones como resultado de nuestra iniciativa para reducir la dilución para los accionistas. SARs y TSARs 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 a la fecha de la concesión. Los SARs y TSARs se miden en función al valor intrínseco, que se define como la cantidad por la cual el valor de mercado de las acciones ordinarias excede el precio de ejercicio.

Las unidades de acciones diferidas, restringidas y de rendimiento son las subvenciones de acciones comunes nacionales que se pueden canjear por efectivo en el momento de su devengamiento en base al 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 en donde el número máximo 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 devengarán, será en el rango de 50% a 120% de la concesión original. Para las unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño, el valor justo es medido inicialmente a la fecha de la concesión y, posteriormente, se remide en función del valor de mercado de las acciones ordinarias.

Para todos los premios basados en acciones, con la excepción de las opciones sobre acciones, el valor inicial y cualquier cambio posterior en el valor debido a cambios en el valor de mercado de las acciones ordinarias se reconoce en resultados durante el período de servicio relacionado para la proporción del servicio que ha sido prestado en cada fecha de presentación. Por consiguiente, la compensación basada en acciones asociadas a estos premios basados en acciones puede variar considerablemente de un periodo a otro como consecuencia de los cambios en el precio de la acción.

Los gastos de compensación basada en acciones para el año terminado el 31 de diciembre 2010 fueron de \$31 millones en comparación con \$12 millones para 2009. El aumento de la compensación basada en acciones de \$19 millones durante el 2010 se debió principalmente al impacto del aumento en el precio de las acciones durante el año de \$19,49 por acción a \$30,40 por acción. Esto dio lugar a un cargo más alto de aproximadamente \$13 millones por un aumento en el valor justo de las unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño y un mayor cargo de aproximadamente \$3 millones en relación con el valor de la SARs y TSARs. Además, el aumento en el precio de la acción resultó en un cargo más alto de aproximadamente \$3 millones debido a un aumento en el número estimado de unidades de acciones que finalmente se devengarán.

Otros, neto

Nuestra inversión en la distribución global y 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 sujeto a los costos fijos de tiempo chárter. 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 dos años ha hecho más difícil mitigar estos costos. Para el año terminado el 31 de diciembre 2010 en comparación con 2009, los flete marítimos y otros costos de logística fueron superiores en \$16 millones principalmente como resultado de una menor recuperación de los gastos de retorno y mayores costos de combustible.

Los gastos de venta, generales y administrativos aumentaron en \$11 millones en 2010 en comparación con 2009, como resultado de mayores costos asociados con la capacitación de los empleados, viajes y otras iniciativas junto con el impacto negativo del debilitamiento del dólar de EE.UU. en 2010, sobre costos incurridos en otras monedas. Los gastos de venta, generales y administrativos volvieron a niveles más normales en 2010 tras aplazamientos y reducciones de gasto en 2009 como resultado de la recesión económica.

Depreciación y Amortización

La depreciación y amortización fue de \$131 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2010 en comparación con \$118 millones para el 2009. El aumento en los gastos de depreciación y amortización en el 2010 comparado con el 2009 se debió principalmente a cargos relacionados con el agotamiento de nuestra inversión en activos de petróleo y gas en Chile. Al recibir la aprobación final del gobierno de Chile a fines de 2009, adoptamos la metodología de reconocimiento total del costo para contabilizar los costos de exploración de petróleo y gas asociado con nuestra participación del 50% en el bloque Dorado Riquelme en el sur de Chile (refiérase a la sección Resumen de Producción en la página 13 para obtener más información). Bajo estas normas de contabilidad, las inversiones en efectivo en el bloque se capitalizan inicialmente y luego se registran en resultados a través de cargos por agotamiento sin movimiento de efectivo, a medida que se produce el gas natural del bloque.

Gastos Financieros

(\$ MILLONES)	2010		2009
Gastos financieros antes de intereses capitalizados	\$	62	\$ 60
Menos intereses capitalizados relacionados con la planta de Egipto en construcción		(38)	(33)
Gastos financieros	\$	24	\$ 27

Los gastos financieros antes de intereses capitalizados en el año 2010 fueron \$62 millones en comparación con \$60 millones en 2009. Los gastos financieros antes de intereses capitalizados fueron mayores en 2010 principalmente como resultado de mayores saldos de deuda relacionada con nuestro proyecto de metanol en Egipto. Tenemos líneas de créditos con garantías limitada de \$530 millones para esta planta de metanol de 1,26 millones toneladas al año que estamos desarrollando con socios. Los intereses relacionados con el proyecto se capitalizan.

Intereses y Otros Ingresos

Los intereses y otros ingresos para el año terminado el 31 de diciembre 2010 fueron de \$2 millones, comparado con cero para 2009. El aumento de los intereses y otros ingresos durante el año 2010 en comparación con 2009 se debió principalmente al impacto de los cambios en los tipos de cambio.

Impuesto a la Renta

Registramos un gasto de impuesto a la renta de \$34 millones para el año terminado el 31 de diciembre 2010 en comparación con una recuperación de impuesto a la renta de \$4 millones para 2009. La tasa efectiva de impuestos para el año terminado el 31 de diciembre 2010 fue de aproximadamente 25%. Entre los ingresos antes de impuestos para el año 2010 se incluye una ganancia antes y después de \$22,2 millones en la venta de nuestros terrenos y activos del terminal en Kitimat, Canadá. Excluyendo este ítem, la tasa efectiva de impuestos para el año 2010 fue de aproximadamente 30%.

La tasa de impuesto estatutario en Chile y Trinidad, en donde ganamos una proporción sustancial de nuestras utilidades antes de impuesto, es de 35%. Nuestra planta Atlas en Trinidad tiene una exención parcial de impuesto a la renta corporativo hasta el año 2014. En Chile, la tasa de impuesto consiste en un impuesto de primera categoría que se paga cuando se devengan las utilidades y un impuesto de segunda categoría que se paga cuando las utilidades se distribuyen desde Chile. El impuesto de segunda categoría 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 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 13 de nuestros estados financieros consolidados del 2010.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

(\$ MILLONES)	2010	2009
Flujo de Caja de Actividades Operacionales:		
Flujo de caja en actividades operacionales 1	\$ 252	\$ 128
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo	(99)	(18)
	153	110
Flujo de Caja Actividades de Inversión:		
Activo fijo	(58)	(61)
Planta Egipto en construcción	(86)	(262)
Petróleo y gas	(24)	(23)
Geopark- financiamiento, neto	20	(9)
Ingresos por venta de activos	32	–
Otros, neto	(1)	3
Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de fondos	(2)	(28)
	(119)	(380)
Flujo de Caja Actividades Financieras:		
Pago de dividendos	(57)	(57)
Recursos deuda con garantías limitadas	68	151
Contribuciones de capital interés minoritario	23	45
Pago de deuda con garantías limitadas	(31)	(15)
Liquidación contratos swap tasa de interés	(16)	(6)
Recursos en emisión de opciones de acciones	9	–
Otros, neto	(6)	(6)
	(10)	112
Aumento (disminución) de efectivo y efectivo equivalente	24	(158)
Efectivo y efectivo equivalente, fin de año	\$ 194	\$ 170

¹ Antes de cambios en el capital de trabajo sin movimiento de efectivo.

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 2010, fueron \$153 millones en comparación con \$110 millones para 2009. El cambio en los flujos de efectivo de actividades operacionales se explica por los cambios en el EBITDA Ajustado después de excluir los gastos no monetarios, tales como gastos de compensación basada en acciones y otras partidas (neto cualquier de pago en efectivo), y los cambios en los gastos por intereses, intereses y otros ingresos, impuestos corrientes y capital de trabajo no monetario. El siguiente cuadro muestra un resumen de estos elementos para 2010 y 2009.

(\$ MILLONES)	2010	2009
EBITDA Ajustado	\$ 267	\$ 142
Gasto por compensación basado en acciones	31	12
Otros pagos no en efectivo (neto de pagos de efectivo)	2	(4)
Gasto por interés	(24)	(27)
Interés y otros ingresos	3	–
Impuestos corrientes	(27)	6
	252	129
Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de fondos:		
Cuentas por cobrar	(62)	(43)
Inventarios	(55)	5
Gastos anticipados	(3)	(7)
Cuentas por pagar y provisiones	21	26
	(99)	(19)
Flujo de Caja de Actividades Operacionales	\$ 153	\$ 110

Flujos de efectivo de las actividades operacionales antes de cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo para el año terminado al 31 de diciembre de 2010, fueron \$252 millones en comparación con \$129 millones para 2009. El EBITDA Ajustado fue mayor en \$125 millones para el año terminado el 31 de diciembre 2010 en comparación con 2009 y este fue el principal impulsor del aumento de los flujos de efectivo de las operaciones antes de cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo (vea la sección EBITDA ajustado en la página 17 para una discusión de los cambios en el EBITDA Ajustado). Los gastos de compensación basado en acciones sin movimiento de efectivo incluidos en el EBITDA Ajustado para el año 31 de diciembre de 2010 fue más alto en comparación con 2009 en \$19 millones, debido principalmente al impacto del aumento de precio de nuestras acciones durante el año 2010 (vea la sección Compensación basada en acciones en la página 18 para más información). Los flujos de efectivo de actividades operacionales fueron inferiores en \$33 millones para el año terminado el 31 de diciembre 2010 en comparación con 2009 debido al aumento de los impuestos corrientes, como resultado de mayores niveles de ingresos en 2010.

Para el año terminado el 31 de diciembre 2010, el capital de trabajo sin movimiento de efectivo aumentó \$99 millones, resultando en una disminución en los flujos de efectivo de actividades operacionales. Los principales cambios en el capital de trabajo sin movimiento de efectivo para el año 2010 fueron aumentos en cuentas por cobrar e inventarios de \$62 millones y \$55 millones, respectivamente, compensado por un aumento en las cuentas por pagar y provisiones de \$21 millones. El aumento en las cuentas por cobrar se debió principalmente al impacto de los precios más altos del metanol y volúmenes de ventas más altos en cuentas por cobrar al 31 de diciembre 2010 en comparación con diciembre 31, 2009. El aumento en los inventarios también fue principalmente debido al impacto de los precios más altos de metanol en inventario final tanto de metanol producido y comprado, así como mayores volúmenes de saldos del inventario al 31 de diciembre 2010 en comparación con diciembre 31, 2009. Durante 2010, el volumen total de ventas creció en aproximadamente un 16% de 5.95 millones de toneladas en 2009 a 6.93 millones de toneladas en 2010, y como resultado, tenemos un mayor volumen de cuentas por cobrar y mayor inventario al 31 de diciembre 2010 en comparación con el 31 de diciembre De 2009 para apoyar a estas ventas. El aumento de las cuentas por pagar y provisiones al 31 de diciembre 2010 en comparación con el 31 de diciembre 2009 se debió principalmente al impacto de los precios más altos de metanol en cuentas por pagar de gas natural y el calendario de otros pagos.

Flujo de Caja Actividades de Inversión

En 2010, nuestras prioridades para la asignación de capital fueron el financiamiento para terminar el proyecto de metanol en Egipto, el apoyo de desarrollo de gas natural en Chile y la inversión para mantener la confiabilidad de las plantas existentes.

Durante 2010, las adiciones de activo fijo, que incluyen mantención mayor, catalizador y otros gastos de capital, fueron de \$58 millones. Esto incluye aproximadamente \$12 millones asociados con las actividades de mantenimiento mayor en nuestras instalaciones de Trinidad con el resto de los gastos de capital de aproximadamente \$27 millones correspondientes principalmente a los costos de mantenimiento en nuestras plantas en Chile y Nueva Zelanda. En 2010, aproximadamente \$10 millones se incurrieron también en la reanudación de nuestra planta Medicine Hat, Alberta. Incluido en las adiciones de activo fijo para el 2010 hay \$9 millones para la adquisición de un buque de alta mar que adquirimos a través de una participación del 50% en un joint venture.

Durante 2010, el total de gastos de capital fueron de \$86 millones para el desarrollo y la construcción de la planta de metanol de 1,26 millones de toneladas al año en Egipto.

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. Según el acuerdo, financiamos un 50% de participación en el bloque y recibiremos el 100% del gas natural producido en el bloque. En 2010, contribuimos \$24 millones y al 31 de diciembre de 2010, hemos hecho contribuciones totales de aproximadamente \$86 millones.

También tenemos acuerdos con GeoPark bajo los cuales hemos proporcionado \$57 millones en financiamiento para apoyar y acelerar las actividades de exploración y de desarrollo de gas natural de GeoPark en el sur de Chile. Durante 2010, GeoPark ha pagado aproximadamente \$20 millones de este financiamiento, de los cuales \$15 millones fue financiado a través de fondos de un financiamiento de la deuda, totalizando pagos acumulados de \$32 millones al 31 de diciembre de 2010. No tenemos ninguna otra obligación de proporcionar financiamiento a GeoPark.

Durante 2010, vendimos nuestros terrenos y las instalaciones de terminales del sitio de Kitimat, Canadá y recibimos ingresos de esta venta de \$32 millones.

Estamos buscando oportunidades de exploración y desarrollo de gas natural en Nueva Zelanda. Durante 2010, entramos en un acuerdo con Kea para explorar las áreas de la cuenca de Taranaki en Nueva Zelanda cerca de nuestras plantas. Según el acuerdo, el financiamiento será compartido al 50% por ambas partes, y tendremos derecho a todas las entregas de gas natural de nuestra participación a un precio que es competitivo para nuestras plantas en Trinidad, Chile y Egipto. Durante 2010, gastamos aproximadamente \$10 millones en actividades de exploración con Kea.

Durante 2010, vendimos nuestra participación del 20% de Xinneng (Zhangjiagang) Energy Co. Ltd, una compañía que posee una planta de producción de DME en China, por aproximadamente \$10 millones al Grupo de ENN sin ganancia o pérdida en la venta. Según el acuerdo, seguiremos suministrando todos los requerimientos de metanol para la planta de DME en virtud de un acuerdo de suministro exclusivo.

Flujo de Caja Actividades Financieras

Durante 2010, hemos pagado nuestro dividendo trimestral regular de \$0.155 por acción y los pagos totales de dividendo ascienden a \$57 millones, la misma cantidad que en 2009.

Somos propietarios del 60% de la planta de metanol de 1,26 millones de toneladas por año en Egipto y contabilizamos esta inversión mediante el método de consolidación, lo que resulta en incluir el 100% de los activos y pasivos en nuestros estados financieros con interés de los otros inversionistas en el proyecto presentados como "interés minoritario". Tenemos créditos de garantía limitada por un total de \$530 millones para la planta de metanol en Egipto. Durante 2010, un total de \$58 millones de esta deuda con recurso limitado fue girado para las actividades de construcción y un total de \$23 millones fue financiado con aportes de capital de nuestros socios en el proyecto. Al 31 de diciembre de 2010, el monto total de \$530 millones ha sido girado bajo este acuerdo. Los fondos restantes de la deuda con recurso limitado de \$10 millones se refieren a un préstamo obtenido para la adquisición de un buque de alta mar durante el año 2010.

Hemos pagado \$15 millones en capital de la deuda sin garantías limitadas de Atlas y otras en cada año de 2010 y 2009. El 30 de septiembre de 2010, también hicimos el primer pago de la deuda principal de \$16 millones del crédito sin garantías limitadas de Egipto.

La deuda sin garantías limitadas de Egipto devengará intereses a la tasa LIBOR más un margen. Hemos entrado en contratos de swap de tasas de interés para swap los pagos de interés base-LIBOR por una tasa promedio total de interés fijo del 4,8%, más un margen sobre aproximadamente el 75% de la deuda con garantías limitadas de Egipto para el período 31 de marzo de 2015 (consulte la sección de Instrumentos Financieros en la página 26 para más información). Las liquidaciones de caja asociadas con estos contratos swap de tasa de interés durante 2010 y 2009 fueron de aproximadamente \$16 millones y \$6 millones, respectivamente.

Durante 2010, recibimos recursos por \$9 millones en la emisión de 0,5 millones de acciones comunes al ejercer opciones de 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 2010 y 31 de diciembre de 2009, respectivamente:

(\$ MILLONES, EXCEPTO CUANDO SE INDIQUE LO CONTRARIO)	2010		2009
Liquidez:			
Efectivo y efectivo equivalente	\$	194	\$ 170
Línea no girada con garantías limitadas- Egipto		-	58
Líneas de crédito no utilizadas		200	200
Total liquidez	\$	394	\$ 428
Capitalización:			
Pagarés no garantizados	\$	348	\$ 347
Endeudamiento con garantías limitadas, incluyendo porción corto plazo		599	567
Deuda total		947	914
Interés minoritario		146	133
Patrimonio		1,277	1,236
Capitalización total	\$	2,370	\$ 2,283
Total deuda a capital¹		40%	40%
Deuda neta a capital²		35%	35%

¹ Definida como deuda total dividida por la capitalización total.

² Definida como deuda total menos efectivo y efectivo equivalente, dividido por la capitalización total menos el efectivo y efectivo equivalente

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, 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 2010 tenemos un sólido balance general con un saldo de efectivo de \$194 millones y contamos con un crédito no girado de \$200 millones y no tenemos requerimientos de refinanciamiento hasta mediados del 2012. Nosotros solo invertimos en instrumentos altamente clasificados que tienen vencimientos de hasta tres meses para asegurar el mantenimiento del capital y liquidez apropiada

Al 31 de diciembre de 2010, 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), \$514 millones relacionado con la deuda con garantías limitadas de Egipto y \$81 millones relacionados con nuestra deuda con garantías limitadas de Atlas.

Tenemos provisiones de ciertas cláusulas de incumplimiento y mora en nuestras obligaciones de deuda a largo plazo, incluyendo ciertas condiciones de la deuda con garantías limitadas de Egipto asociada con la finalización de la construcción de la planta y la puesta en marcha. También tenemos cláusulas que podrían restringir el acceso créditos aprobados. Para obtener información adicional con respecto a la deuda a largo plazo, vea la nota 8 de nuestros estados financieros consolidados.

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 \$80 millones para el período y hasta el final de 2012.

El costo de capital estimado para reiniciar la planta de Medicine Hat es de aproximadamente \$40 millones, de los cuales \$10 millones fueron incurridos en 2010 y los restantes \$30 millones se espera que se incurran en el primer semestre de 2011.

Como se mencionó anteriormente, estamos focalizado en lograr mayor acceso a gas natural para aumentar la producción en nuestros 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 2011, 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 \$ 60-70 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

A continuación se muestra un resumen de los montos y fechas estimados de los flujos de caja relacionados con las obligaciones contractuales y compromisos comerciales al 31 de diciembre 2010:

(\$ MILLONES)	2011	2012-2013	2014-2015	AFTER 2015	TOTAL
Pagos de deuda a largo plazo	\$ 50	309	254	352	\$ 965
Obligaciones por intereses deuda a largo plazo	57	81	48	54	240
Pagos de otras obligaciones a largo plazo	21	34	4	46	105
Gas natural y otros	237	390	262	1,424	2,313
Obligaciones leasing operativo	142	241	162	409	954
	\$ 507	1,055	730	2,285	\$ 4,577

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 gas natural de Argentina con proveedores argentinos por una parte significativa de la capacidad de nuestras plantas en Chile. Estos contratos tienen fechas de vencimiento entre 2017 y 2025 y representan un compromiso futuro potencial de aproximadamente \$1 mil millones al 31 de diciembre de 2010. 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 más suministro de gas natural de Argentina.

Pagos de Deudas a Largo Plazo y Obligaciones de 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. 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 2010. Para mayor información, consulte la nota 8 de nuestros estados financieros consolidados 2010.

Pagos de otras Obligaciones a Largo Plazo

Los pagos de otras obligaciones a largo plazo representan 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 “tome-pague” (“take-or-pay”) para comprar cantidades anuales de gas natural y pagar por la capacidad de transporte relacionada con estos suministros. También tenemos contratos “tome-pague” para comprar oxígeno y otros requerimientos de materias primas. “Tome-pague” significa que estamos obligados a pagar por el suministro, aún cuando no aceptemos la entrega. Tales compromisos son normales en la industria del metanol. Estos contratos generalmente estipulan una cantidad que está sujeta a condiciones “tome-pague” que es inferior a la cantidad máxima a la que tenemos derecho. Los montos presentados en la tabla representan sólo las cantidades mínimas “tome – pague”.

La mayoría de los contratos de suministro de gas natural para nuestros activos en Chile, Trinidad y Nueva Zelanda, y los contratos de suministro de gas natural para la nueva planta de metanol en Egipto son contratos tome-pague, 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 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.

En apoyo de la reanudación de la planta de Medicine Hat, hemos iniciado un programa de compra de gas natural en el mercado de gas en Alberta y hemos contratado un volumen suficiente de gas natural para satisfacer el 80% de nuestras necesidades cuando funcionemos de acuerdo a la capacidad instalada para el período comprendido entre la puesta en marcha y octubre de 2012. En el cuadro anterior, hemos incluido estos compromisos de gas natural y los volúmenes y los precios contractuales.

Las obligaciones por contratos de suministro de gas natural para nuestras plantas en Chile incluidas en la tabla anterior se relacionan con 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 que operan 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 tiene fecha de vencimiento desde 2017 a 2025. Bajo estos contratos con ENAP, tenemos el derecho de recibir cantidades de compensación de gas en caso que ENAP no entregue las cantidades de gas que esta obligado a entregar. 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. Según el acuerdo, financiaremos una participación en el bloque del 50% y nos hemos comprometido a tomar 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 “tome-pague” 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

En Nueva Zelanda, tenemos contratos de suministro “tome-pague” que tienen un componente de precio variable y han sido incluidos en el cuadro anterior. Estos contratos son con un número de proveedores, que en conjunto con algunas compras de gas natural spot, nos permiten seguir operando nuestra planta de 0.85 millones de toneladas por año en Motunui hasta fines de 2012.

Tenemos un acuerdo de suministro de gas natural take-or-pay por 25 años para nuestra planta de metanol de 1,26 millones de toneladas que hemos construido en Egipto. La planta se encuentra en la fase de puesta en marcha y el primer metanol producido ocurrió en enero de 2011. En marzo de 2011, EGAS (el proveedor de gas para EMethanex) nos pidió entablar negociaciones sobre el acuerdo de suministro de gas sobre la base de una declaración gubernamental de 2008, sobre fijación de precios de gas natural. La Compañía se reunió con EGAS en relación con este tema y sobre la base de estas discusiones, no creemos que este tema se traducirá en un impacto material adverso en los resultados esperados de las operaciones de la planta de Egipto o en nuestra situación financiera. Cualquier resultado final de este tema será sometido a la ratificación de diversas partes.

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 1,17 millones de toneladas por año de suministro de metanol cuando estas plantas operen a plena capacidad. Al 31 de diciembre de 2010, también tenemos compromisos de compra anual de metanol con otros proveedores en virtud de contratos de toma libre de aproximadamente 0.38 millones de toneladas para 2011 y aproximadamente 0,27 millones de toneladas para el año 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 2010, no tenemos ningún acuerdo fuera del balance general, como lo definen los reguladores de valores aplicables en Canadá y Estados Unidos, que tenga, o pueda 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 mantenidas 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 2010 y el 31 de diciembre de 2009, respectivamente:

(\$ MILLONES)	<u>2010</u>		2009
Activos financieros:			
Mantenidos para la venta:			
Efectivo y efectivo equivalente	\$	194	\$ 170
Provisión incobrable, saldo incluido en otros activos		12	13
Préstamos y cuentas por cobrar:			
Cuentas por cobrar, excluye porción corto plazo financiamiento GeoPark		316	249
GeoPark financiamiento, incluye porción corto plazo		26	46
	\$	548	\$ 478
Pasivos financieros:			
Otros pasivos financieros:			
Cuentas por pagar y provisiones	\$	251	\$ 233
Deuda a largo plazo, incluye porción corriente		947	914
Pasivos financieros mantenidos para la venta:			
Instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja		43	33
	\$	1,241	\$ 1,180

Al 31 de diciembre 2010 todos los instrumentos financieros se registran en el balance general a su costo amortizado con la excepción de efectivo y efectivo equivalente, instrumentos financieros derivados y provisión de incobrables incluida en otros activos 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 limitada de Egipto para el periodo hasta 31 de marzo 2015,

Estos contratos swap de tasa de interés tienen un monto nocional vigente de \$368 millones al 31 de diciembre 2010. El monto nocional disminuye durante el periodo esperado de pago del crédito con garantías limitadas de Egipto. Al 31 de diciembre 2010 estos contratos swap de tasa de interés, tienen un valor justo negativo de \$43 millones (al 31 de diciembre 2009 - \$33 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 MANEJO DE 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 35, 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

Nosotros usamos el gas natural como 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 en el 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 significativas 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 sobre las exportaciones. En las circunstancias actuales, no esperamos recibir más 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 los proveedores en Chile, como se explica en más detalle en el Resumen de la Producción - sección de Chile en la página 14 del presente documento. 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, el Gobierno de Chile completó el proceso de licitación internacional en 2007 para asignar áreas de exploración de gas natural que se encuentran cerca de nuestras plantas y anunció la participación de varias organizaciones internacionales de petróleo y gas.

Al comenzar el 2011, estábamos operando una planta al 65% aproximadamente de su capacidad en nuestro sitio de Chile. La tasa de operación futura de nuestro sitio en Chile depende principalmente de la demanda de gas natural para uso residencial, que es mayor en el invierno del hemisferio sur, las tasas de producción de los actuales campos de gas natural, y el nivel de las entregas de gas natural de las actividades de exploración y desarrollo en sur de Chile. No podemos ofrecer garantías con respecto a las tasas de producción de los actuales campos de gas natural 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, no podemos ofrecer garantías sobre los cambios en el nivel de suministro de gas natural o que seremos capaces de abastecernos de gas natural suficiente para operar las plantas en Chile y que esto no tendrá un impacto negativo en nuestros resultados de operaciones y posición financiera.

Trinidad

El gas natural para nuestras dos plantas de producción de metanol en Trinidad, con una capacidad de producción anual de 2.05 millones anuales, es suministrado bajo contratos a largo plazo con The National Gas Company of Trinidad and Tobago Limited. Los contratos para Titán y Atlas vencen en el 2014 y 2024, respectivamente. Aunque Titán y Atlas están ubicados cerca de otras reservas de gas natural en Trinidad, a los cuales creemos que podríamos tener acceso después que expiren estos contratos, no podemos garantizar que podríamos tener acceso ha dicho gas natural bajo contratos a largo plazo en términos comercialmente viables.

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 dos de nuestras plantas en Motunui ociosas, pero seguimos operando la planta de Waitara Valle. Como resultado de mejoras en la disponibilidad de gas natural y capacidad de entrega en octubre de 2008, se reinició la planta Motunui de 0.85 millones toneladas por año y se declaró ociosa la planta Waitara Valle de 0.53 millones toneladas por año. Actualmente, nuestra segunda planta de Motunui y nuestra planta Waitara Valle tienen el potencial de aumentar la producción en Nueva Zelanda en función de la dinámica de la oferta y demanda y la disponibilidad de gas natural en condiciones comercialmente aceptables.

Durante los últimos años ha habido un aumento en las actividades de exploración y desarrollo de gas natural en Nueva Zelanda, resultando en una mejora en las perspectivas de disponibilidad y suministro de gas. Tenemos una gama de proveedores de gas con contratos a corto plazo, actualmente tenemos cantidades de gas natural suficiente para operar la planta de Motunui hasta el 2011 y 2012. Nosotros continuamos buscando oportunidades para obtener gas natural a un precio económico con los proveedores en Nueva Zelanda para sustentar y apoyar el reinicio de una segunda planta. Estamos también buscando oportunidades de exploración y de desarrollo de gas natural en el área cercana a nuestras plantas y hemos firmado un acuerdo con Kea, una compañía de exploración y desarrollo de petróleo y gas, para explorar las áreas de la cuenca de Taranaki en Nueva Zelanda. Sobre la base de las mejores perspectivas para el gas natural en Nueva Zelanda, estamos optimistas de que podemos garantizar el suministro de gas adicional en Nueva Zelanda y reiniciar más capacidad productiva que en el futuro.

Las operaciones futuras de cada una de nuestras plantas de Nueva Zelanda dependen del abastecimiento de la industria y la demanda y disponibilidad de gas natural en términos comercialmente viables y el éxito de las actividades de exploración y desarrollo en curso. No podemos garantizar que seremos capaces de asegurar abastecimiento de gas adicional para nuestras plantas en condiciones comercialmente viables o que las actividades de exploración y desarrollo en Nueva Zelanda serán exitosas.

Egipto

El gas natural para la planta de 1,26 millones de toneladas por año en Egipto, que produjo metanol por primera vez en enero de 2011, se suministra bajo un único contrato a largo plazo con la empresa estatal Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS). El gas será suministrado a esta planta de la misma red de gas que entrega suministros de gas a usuarios industriales en Egipto, así como a la población egipcia en general y, en consecuencia, el suministro de gas natural en virtud del presente contrato a largo plazo se podría ver afectado por 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 condición financiera.

Consulte también la sección de Operaciones Extranjeras en la página 31.

Canadá

Estamos a punto de completar el proyecto para reiniciar nuestra planta ociosa de 0.470.000 toneladas al año en Medicine Hat, Alberta, Canadá. En apoyo de la reanudación, que se espera en el segundo trimestre de 2011, se inició un programa de compra de gas natural en el mercado de gas en Alberta y hemos contratado un volumen suficiente de gas natural para satisfacer el 80% de nuestras necesidades cuando operemos de acuerdo a su capacidad para la período comprendido entre el inicio hasta octubre de 2012. El mercado del gas de Alberta ofrece volúmenes importantes de gas natural en un mercado competitivo, donde los precios pueden fluctuar.

La operación futura de nuestra planta de Medicine Hat depende de nuestra capacidad para garantizar el 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.

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 oferta y 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 inactivas 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 y de los cambios en las condiciones económicas generales y precios de la energía.

Nosotros no podemos predecir los niveles futuros de oferta y demanda, las condiciones de mercado, la actividad económica mundial, o 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 condiciones financieras.

Condiciones Económicas Globales

La recesión económica mundial que comenzó a finales de 2008 agregó riesgos e incertidumbres significativos para nuestro negocio, incluyendo riesgos e incertidumbres relacionados con el impacto sobre la oferta y la demanda mundial de metanol, su impacto en los precios del metanol, los cambios en los mercados de capitales y sus correspondientes efectos en nuestras inversiones, nuestra capacidad para acceder a créditos existentes o futuros y un mayor riesgo de incumplimiento de los clientes, proveedores y aseguradores. Si bien la economía mundial ha mejorado y la demanda del metanol y de los precios metanol se han recuperado, no puede haber ninguna garantía de que esta recuperación se mantenga.

Riesgo de Liquidez

Tenemos una línea de crédito no girada de \$200 millones que vence en el año 2012. Este financiamiento es proporcionado por instituciones financieras altamente clasificadas y nuestra capacidad para acceder a este financiamiento está sujeto a ciertos índices financieros incluyendo un EBITDA/índice de cobertura de intereses y un índice deuda/capitalización.

Al 31 de diciembre de 2010, 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), \$514 millones relacionado con el crédito con garantías limitadas de Egipto y \$81 millones en relación con el crédito con garantías limitadas de Atlas. Los convenios que rigen estos créditos sin garantías 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 lease back, 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. Los créditos con garantías limitadas de Egipto deuda también requieren que ciertas condiciones asociadas con la finalización de la construcción de la planta y la puesta en marcha se cumplan a más tardar el 30 de septiembre de 2011. Estas condiciones incluyen una prueba de la confiabilidad de la planta de 90 días y la finalización de determinados registros de títulos de propiedad e hipotecas relacionadas que requieren acciones por parte de entidades de gobierno.

Para obtener información adicional con respecto a la deuda a largo plazo, vea la nota 8 de nuestros estados financieros consolidados de 2010.

No podemos dar garantías de que vamos a poder tener acceso a nuevo financiamiento en el futuro o que las instituciones financieras que proporcionan la facilidad de crédito tendrán la capacidad de honrar futuros giros. Además, el incumplimiento de cualquiera de las cláusulas o disposiciones por defecto podría restringir nuestro acceso al crédito o resultar en la aceleración del pago del capital pendiente de pago y los intereses devengados sobre la deuda a largo plazo. Cualquiera de estos factores podría tener un efecto material adverso en los resultados de nuestras operaciones, nuestra habilidad para buscar y completar las iniciativas estratégicas o sobre nuestra condición financiera.

Riesgos de Crédito de los Clientes

La mayoría de nuestros clientes son grandes fabricantes o distribuidores petroquímicas 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 de las operaciones y posición financiera. Aunque las pérdidas por créditos no han sido históricamente significativas, este riesgo sigue existiendo.

Demanda de Metanol

Demanda del Metanol – General

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 que fue

publicado por la EPA en enero de 2010 clasifica el metanol como "posiblemente carcinógeno para los seres humanos". A partir de junio de 2010, la evaluación de la EPA de metanol se ha puesto "en espera". Aunque la EPA mantiene el objetivo público para el segundo trimestre de 2011, no podemos determinar en este momento, cuando la evaluación de metanol se reanudará, si el proyecto de clasificación 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 futuro, que podría tener un efecto adverso en nuestros resultados de operaciones, situación financiera o precio de nuestras acciones.

Demanda de Metanol para la Producción de Formaldehído

En 2010, la demanda de metanol para la producción de formaldehído representó aproximadamente el 34% de la demanda mundial. El mayor uso de 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, medio de fibras de densidad 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 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 del formaldehído como parte de un estándar de revisión de productos químicos. La fecha estimada de la evaluación final del formaldehído actualmente se ha fijado para el tercer trimestre de 2011.

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 un 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 en relación con una medida de exposición máxima de 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. La segunda parte del estudio, que se centra en el cáncer de la nasofaringe y otros tipos de cáncer, debería aparecer en la literatura revisada por pares en 2011. 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.

El Informe del Departamento de Salud y Servicios Humanos (HHS) de los EE.UU. del Programa Nacional de Toxicología (NTP) sobre carcinógenos (RoC) clasifica actualmente al formaldehído como "que razonablemente se pueda anticipar que sea carcinogénico en seres humanos." Esta clasificación es actualmente siendo revidada. En abril de 2010, el NTP dio a conocer un borrador del informe para el formaldehído con la clasificación "Conocido por ser un Carcinógeno Humano". La clasificación final será confirmada cuando el NTP emita su RoC 12. En este momento, la fecha de lanzamiento, que se esperaba originalmente en diciembre de 2010, es incierta.

En 2010, la ley Formaldehyde Standards for Composite Wood Products Act de los EE.UU. entró en vigor. 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, la mayoría de los productores estadounidenses se cree que 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 reclasificaran el formaldehído o que límites se podían imponer sobre las emisiones de formaldehído en los Estados Unidos o en otros lugares. Cualquier de esas acciones podría reducir la demanda de metanol para uso futuro en la producción de formaldehído, que podría tener un efecto adverso en nuestros resultados de operaciones y la condición financiera.

Demanda de Metanol en la Producción de MTBE

En el 2010, la demanda del metanol para la producción de MTBE representó aproximadamente el 13% de la demanda global de metanol. El MTBE se utiliza principalmente como una fuente de octano y como un oxigenante en la gasolina para reducir emisiones dañinas de los vehículos.

Hace varios años, 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 2010 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 2011 permanezca estable o disminuya ligeramente, 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 esta 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 tercer trimestre del 2011.

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 gasolina en esos países. Sin embargo, debido a la fuerte demanda de 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 se apruebe una nueva legislación y prohíba o restrinja el uso de MTBE o el fomento de alternativas al MTBE, o que la percepción negativa del público no se desarrolle fuera de los Estados Unidos, cualquiera de las cuales dará lugar a una mayor 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 de las operaciones 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.

A finales de enero de 2011, hubo protestas generalizadas contra el gobierno y disturbios civiles en Egipto. Para la seguridad y la tranquilidad de nuestros empleados, tomamos la decisión de cerrar temporalmente la oficina de El Cairo y restringir las actividades de puesta en marcha de la planta de Damietta, Egipto. Cuando las condiciones mejoraron, volvimos a abrir nuestra oficina en El Cairo y la planta de Damietta reanudó sus operaciones para continuar con la puesta en marcha del proceso. Nosotros no podemos asegurar que desarrollos futuros en Egipto, incluyendo cambios del gobierno o más disturbios civiles u otros trastornos, no tendrían un impacto adverso en la puesta en marcha de la planta o en las operaciones en curso o sobre las condiciones o la ejecución de nuestro gas natural u otros contratos con entidades gubernamentales.

Debido a que nuestros ingresos provienen sustancialmente de la producción y venta por subsidiarias fuera de Canadá, el pago de dividendos, de otros pagos en efectivo, o retiros de 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 gravámenes 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 hacemos negocios en los Estados Unidos es el dólar, que es también nuestra moneda de reporte. Los componentes más significativos de nuestros costos son el gas natural como materia prima y 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 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 Ministerio de Comercio 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. 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 para ingresar a China sin la imposición de derechos adicionales. En el caso de que se levante la

suspensión, no esperamos que ningún impacto significativo en el suministro de la industria y los fundamentos de la demanda y nosotros alineáramos 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 de operaciones 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 o de otra índole que puedan tener un impacto adverso sobre los resultados de nuestras operaciones, nuestra situación financiera o el precio de nuestras acciones.

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 de las operaciones 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 se toma 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. Crecimos nuestros niveles de ventas en 2010 en previsión del aumento de la producción de la planta de Egipto y hemos seguido cumpliendo con nuestros compromisos con los clientes mediante el aumento de la cantidad de metanol que compramos. Las pérdidas no realizadas, de ser aplicable en las ventas de metanol comprado pueden tener un efecto adverso sobre nuestros resultados de las operaciones 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 la reciente recesión ha hecho más difícil para mitigar estos costos debido al considerable exceso de capacidad del transporte marítimo. 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 de las operaciones 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.

Puesta en Marcha Planta de Egipto

La planta de metanol de 1,26 millones de toneladas por año de Egipto se encuentra en la fase de puesta en marcha y el metanol producido por primera vez ocurrió en enero de 2011. No podemos dar ninguna garantía de que la planta comenzará la producción

comercial en el calendario previsto, o en otra fecha, o que la planta funcione a su capacidad prevista o de forma sostenida. Esto podría tener un impacto adverso sobre nuestra condición financiera y resultados previstos de las operaciones.

Reinicio Planta Medicine Hat

Creemos que nuestras estimaciones de los costos del proyecto y la finalización prevista para el reinicio de nuestra planta de metanol de 0.470.000 toneladas al año en Medicine Hat son razonables. Sin embargo, no podemos dar ninguna garantía de que las estimaciones de gastos no se superen o que la instalación comenzará la producción comercial en el horario previsto, en todo caso, o que las instalaciones funcionan a su capacidad prevista o de forma sostenida. Esto podría tener un impacto adverso sobre nuestra condición financiera y resultados previstos de las operaciones.

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 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 estimados de proyectos aceptables, 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 (citaciones), 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.

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. 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 33% entre 1994 y 2010 a través de rotación de activos, la fiabilidad mejoradas de 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 está 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 2010, hemos reducido nuestra intensidad de CO₂ (toneladas de CO₂ del combustible quemado por tonelada de producto desplazado) de las operaciones marinas en un 17%. 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 Chile, Trinidad y Nueva Zelanda y hemos construido una nueva planta en Egipto. Además, actualmente estamos trabajando en reiniciar nuestras plantas de fabricación en Medicine Hat, Canadá, con el inicio previsto de la producción para el segundo trimestre de 2011. Todos estos países han firmado y ratificado el Protocolo de Kyoto. En el marco del Protocolo de Kyoto, las naciones en desarrollo de Chile, Trinidad y Egipto actualmente no están obligadas a reducir Gases de Efecto Invernadero (GHGs), sin embargo, Canadá y Nueva Zelanda están clasificadas como países industrializados Anexo 1 y están obligados a las reducciones en el marco del Protocolo de Kyoto en el primer periodo de compromiso (2008-2012).

Medicine Hat se encuentra en la provincia de Alberta, que cuenta con un reglamento de reducción de GEI establecido que se espera que aplique a la planta en 2011. El reglamento exige a las plantas establecidas reducir la intensidad de las emisiones hasta en un 12% de su valor de referencia establecido intensidad de emisiones. La "intensidad de emisiones" se entiende que es la cantidad de gases de efecto invernadero GHGs, emitido por una planta por unidad de producción de 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. Sobre la base de la intensidad de las emisiones previstas para la planta de Medicine Hat, no creemos que, cuando se aplique, el costo será importante.

Nueva Zelanda aprobó una legislación para establecer un régimen de emisiones (ETS), que tuvo efecto a partir del 1 de julio 2010. El ETS impone un precio del carbono a los productores de combustibles fósiles, incluido el gas natural, que se espera, a su vez aumentaría los costos de gas natural 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 y es muy probable que tengamos que pagar el aumento de los costos. No podemos cuantificar con exactitud el impacto en nuestro negocio a partir de 2012 y por lo tanto no podemos dar garantías de que las ETS no tendrán un impacto material adverso en nuestros resultados de operaciones y la situación financiera después de 2012.

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, transporte, almacenamiento 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

La Junta de Hacienda de Trinidad y Tobago, emitió una liquidación en contra de nuestra subsidiaria de propiedad absoluta, Methanex Trinidad (Titán) Unlimited, en relación con los ejercicios financieros 2003 y 2004. La liquidación está relacionada con los impuestos diferidos de la depreciación deducidos de impuestos durante una exención fiscal de cinco años que terminó en 2005. El monto en litigio al 31 de diciembre de 2010 es de aproximadamente \$26 millones en impuestos corrientes y \$23 millones en impuestos diferidos, sin cargos de intereses.

La Compañía ha presentado una objeción a la liquidación y sobre la base de los méritos del caso y la interpretación jurídica, creemos que nuestra posición prevalecerá. Sin embargo, no podemos ofrecer garantías de que la liquidación final no tendrá un efecto adverso sobre los resultados de nuestras operaciones y posición financiera.

ESTIMACIONES CONTABLES CRÍTICAS

Creemos que las siguientes políticas y asuntos contables seleccionados son importantes para entender estimaciones, supuestos e incertidumbres que afectan los montos informados y revelados en nuestros estados financieros consolidados y sus correspondientes notas. Ver en nota 1 en nuestros estados financieros consolidados 2010 para nuestras políticas contables significativas.

Activo Fijo

Nuestro negocio es intensivo en capital y ha requerido y continuara requiriendo, inversiones significativas en activo fijo. Al 31 de diciembre de 2010, el valor libro neto de nuestro activo fijo era de \$2,214 millones. Nosotros estimamos la vida útil del activo fijo, y esto se usa como base para registrar la depreciación y amortización. La recuperabilidad del activo fijo se mide comparando el valor libro neto de un activo con los flujos de caja futuros no descontados que se espera se generen del activo sobre su vida útil estimada. Se reconoce un cargo por pérdida de valor en los casos en que el flujo de caja futuro esperado no descontado de un activo sea menor que el valor libro neto del activo. El cargo por pérdida de valor es igual al monto por el cual el valor libro neto del activo excede su valor justo. El valor justo se basa en los valores de mercado, si están disponibles, o alternativamente utilizando flujos de caja futuros esperados descontados.

Nosotros probamos nuestros activos de larga duración por recuperabilidad siempre que los acontecimientos o cambios en las circunstancias indican que el importe en libros pudiese no ser recuperado. Ejemplos de tales acontecimientos o cambios en las circunstancias relacionadas con nuestros activos de larga vida incluyen, pero no se limitan a: un cambio adverso importante en el grado o la forma en que el activo esta siendo usado o su condición física, un cambio significativo en el precio o la disponibilidad de gas natural como materia prima necesaria para la fabricación de metanol, un cambio adverso significativo en los factores jurídicos o en el clima del negocio que puede 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 periodo actual combinado con una historia de pérdidas operacionales o de flujo de efectivo, o una proyección o pronóstico que demuestra continuas pérdidas asociadas con el uso del activo. Para efectos de reconocimiento y medición de la pérdida por deterioro, nosotros agrupamos los activos de larga vida con otros activos y pasivos para formar un "grupo de activos", en el nivel más bajo en los flujos de efectivo identificables son independientes de los flujos de efectivo de otros activos y pasivos. En la medida en que nuestras plantas de metanol en un lugar determinado son interdependientes como resultado de una infraestructura común y/o materias primas procedentes de fuentes compartidas que pueden ser trasladados dentro de una zona de las plantas, nosotros agrupamos los activos basados en las localidades para efectos de determinar deterioro.

Hay dos variables claves que afectan nuestra estimación de los flujos futuros de efectivo: (1) el precio de metanol y (2) el precio y la disponibilidad de materia prima de gas natural. Las estimaciones de los precios del metanol a corto plazo se basan en la oferta actual y la demanda y los precios actuales de metanol. Las estimaciones de los precios del metanol a largo plazo se basan en nuestro punto de vista respecto del suministro a largo plazo y demanda y se consideran muchos factores, incluyendo pero no limitado a, las estimaciones de las tasas globales de producción industrial, precios de la energía, cambios en las condiciones económicas generales, capacidad mundial de producción de metanol futura, tasas de operación de la industria y la estructura global de costos del sector. Nuestra estimación del precio y de la disponibilidad de gas natural toma en cuenta las condiciones actuales contratadas, así como los factores que creemos son relevantes para la oferta en virtud de estos contratos y fuentes de gas natural suplementarias. Otros supuestos incluidos en nuestra estimación de flujos futuros de efectivo incluyen el costo estimado incurrido para mantener las instalaciones, estimaciones de los costos de transporte y otros costos variables incurridos en la producción de metanol en cada periodo. Los cambios en estos supuestos afectarán nuestras estimaciones de flujos futuros de efectivo y podría afectar nuestras estimaciones de la vida útil de los activos fijos. En consecuencia, es posible que nuestros resultados operativos futuros pudieran verse afectados negativamente por deterioro de activos o por cambios en las tasas de depreciación y amortización relacionados con el activo fijo.

Obligaciones por Retiros de Activos

Registramos obligaciones por retiro de activos a su valor justo cuando se incurre para aquellos recintos donde se puede determinar una estimación razonable de su justo valor. Al 31 de diciembre de 2019 hemos devengado \$16 millones para obligaciones por retiro de activos. Existen incertidumbres inherentes debido a que las actividades de restauración tendrán lugar en el futuro y puede haber cambios en las regulaciones gubernamentales y medioambientales, como también en tecnología de retiro y costos. Es difícil estimar los costos futuros de estas actividades ya que nuestro estimado de valor justo se basa en las regulaciones y tecnología de hoy. Debido a estas incertidumbres relacionadas con la estimación del costo y oportunidad de futuras actividades de restauración de los recintos, los costos futuros podrían diferir considerablemente de los montos estimados.

Impuesto a la Renta

Los activos y pasivos por impuesto diferido se determinan usando tasas de impuesto promulgadas para los efectos de pérdidas operativas netas y diferencias temporarias entre las bases libros y las bases de tributarias de activos y pasivos. Registramos una reserva de valuación de activos por impuestos diferidos, cuando corresponde, para reflejar la incertidumbre de la realización de beneficios tributarios futuros. Al determinar la adecuada reserva por valuación, se hacen ciertos juicios relacionados con el nivel de ingresos tributables futuros esperados y estrategias de planificación tributaria disponible y su impacto en el uso de pérdidas acumuladas y otras deducciones de impuesto a la renta. Al hacer este análisis, consideramos rentabilidad y volatilidad histórica para evaluar si creemos que es más probable que no, que las pérdidas existentes y otras deducciones de impuesto a la renta serán utilizadas para compensar futuros impuestos. Nuestra gerencia revisa rutinariamente estos juicios. Al 31 de diciembre de 2009, tenemos activos de impuesto diferido de \$205 millones que están compensados sustancialmente por una reserva de valuación de \$143 millones. La determinación de los impuestos a la renta requiere el uso de juicios y estimaciones. Si los juicios o estimaciones prueban ser inexactos, o si cambian ciertas tasas de impuesto o leyes, nuestros resultados operacionales y posición financiera podrían sufrir un impacto considerable

Inventarios

Los Inventarios se valorizan al menor entre costo, determinado sobre la base primero en entrar primero en salir, o valor neto de realización estimado. El costo de nuestro inventario, para el metanol de producción propia como también el 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 cuando el metanol se venda. 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.

Contabilización de Petróleo y Gas

Nosotros aplicamos el método contable de costo total para contabilizar nuestra inversión en el bloque Dorado Riquelme. Bajo este método, se capitalizan todos los costos, incluyendo los costos internos y los costos de retiro de activos, directamente asociados con la adquisición, exploración y desarrollo de las reservas de gas natural. Los costos son consumidos y se amortizan utilizando la unidad de método de producción basado en la estimación de las reservas probadas. Los costos capitalizados sujetos a consumo incluyen los costos futuros estimados a ser incurridos en el desarrollo de las reservas probadas. Los costos de los proyectos importantes de desarrollo y los costos de adquisición y evaluación de importantes propiedades no comprobadas se excluyen de los costos sujetos a consumo hasta que se determine si las reservas probadas son atribuibles a las propiedades, o ha ocurrido deterioro. Los costos que se han deteriorado se incluyen en los costos sujetos a agotamiento y amortización.

Bajo la contabilidad de costo total, una evaluación de deterioro ("prueba límite") se realiza sobre una base anual para todos los activos petroleros y de gas. La pérdida por deterioro se reconoce en resultados cuando el valor libro de activos petroleros y de gas no es recuperable y el valor libro excede su valor justo. El valor libro no es recuperable si el valor libro excede la suma de los flujos de caja de las reservas probadas no descontados. Si la suma de los flujos de caja es menor que el valor libro, la pérdida por deterioro se mide como la cantidad en que el valor libro exceda la suma de los flujos de caja descontados de las reservas probadas y probables.

Instrumentos Financieros Derivados

De vez en cuando tomamos instrumentos financieros derivados para limitar nuestra exposición a la volatilidad de las diferencias de cambio y la volatilidad de las tasas de interés variable y para contribuir a lograr la estructura de costo y las metas de ingresos. La valorización de instrumentos financieros derivados es una estimación contable crítica debido a la compleja naturaleza de estos productos, el grado de juicio necesario para valorizar adecuadamente estos productos y el impacto potencial de tales valorizaciones en nuestros estados financieros. 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. Al 31 de diciembre de 2010, el valor justo de nuestros instrumentos financieros derivados utilizados para limitar nuestra exposición a la volatilidad de diferencias de cambio y la volatilidad de tasas de interés variable se aproxima a su valor libro negativo de \$43 millones. Hasta su vencimiento, el valor justo de los instrumentos financieros derivados fluctuará basado en los cambios en las tasas de cambio y tasas de interés variable, que han sido volátiles en el actual entorno económico.

CAMBIOS PREVISTOS A LOS PRINCIPIOS DE CONTABILIDAD GENERALMENTE ACEPTADOS DE CANADA

International Financial Reporting Standards

El Comité de Normas Contables de Canadá confirmó el 1º de enero 2011 como la fecha oficial de convergencia para que las empresas públicas Canadienses comiencen la adopción de las Normas Internacionales de Contabilidad (IFRS), según las han emitido el International Accounting Standards Board (IASB). Las IFRS usan un marco conceptual similar a los GAAPs canadienses, pero existen diferencias significativas en cuanto al reconocimiento, medición y divulgación.

Como resultado de esta convergencia a IFRS, es probable que se produzcan cambios en las políticas contables y que puedan afectar materialmente nuestros estados financieros consolidados. El IASB también seguirá emitiendo nuevas normas contables durante el año 2011, y por lo tanto, el impacto final de las IFRS en nuestros estados financieros consolidados sólo se medirá una vez que todas las IFRS aplicables a la fecha de conversión sean conocidas.

Nosotros hemos establecido un equipo de trabajo para administrar la convergencia a las IFRS. Además, hemos establecido una estructura de proyecto de gobierno formal que incluye al Comité de Auditoría, Finanzas y de Riesgos, la alta dirección, y Comité Directivo de IFRS para supervisar el progreso y revisar y aprobar las recomendaciones del equipo de trabajo para la convergencia a las IFRS. El equipo de trabajo proporciona actualizaciones periódicas al Comité Directivo de IFRS y al Comité de Auditoría, Finanzas y Riesgo.

En el año 2008, comenzamos nuestro plan para convertir nuestros estados financieros consolidados a IFRS en la fecha de convergencia 1 de enero de 2011, con resultados financieros comparativos de 2010. El plan de convergencia de las IFRS aborda el impacto de las IFRS sobre las políticas contables y las decisiones de implementación, la infraestructura, las actividades comerciales, y actividades de control. Estamos progresando según el calendario previsto y continuamos de acuerdo al plan para la finalización y emitiremos nuestro primer estado financiero consolidado interino de acuerdo a IFRS según lo requerido por el IASB comenzando con el primer trimestre que termina el 31 de marzo de 2011, con cifras comparativas para el 2010. Un resumen del estatus de los elementos claves del plan de transición es el siguiente:

Políticas contables y decisiones de implementación

- Actividades claves:
 - Identificación de las diferencias entre los PCGA de Canadá y las políticas de contabilidad NIIF
 - Selección de las políticas de las NIIF en curso
 - Selección de la NIIF 1, Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF 1") opciones
 - Desarrollo del formato de los estados financieros
 - Cuantificación de los efectos del cambio inicial en la NIIF 1 revelaciones y estados financieros de 2010
- Estatus:
 - Hemos identificado diferencias entre nuestras políticas contables bajo los PCGA de Canadá y las opciones de políticas contables bajo NIIF, tanto en forma continua como con respecto a determinadas opciones disponibles en la convergencia, de acuerdo con la NIIF 1
 - Hemos contratado a los auditores externos de la Sociedad, KPMG LLP, para discutir nuestra propuesta de políticas contables NIIF para asegurar una interpretación uniforme de las NIIF en todas las áreas
 - Seguimos monitoreando los cambios en las políticas contables emitidas por el IASB y el impacto de esos cambios en nuestras políticas contables bajo IFRS
 - Hemos desarrollado un proceso para recopilar en paralelo los resultados de 2010 de acuerdo a NIIF para propósitos de información comparativa en 2011
 - Vea las secciones correspondientes a continuación para un análisis de las exenciones opcionales bajo IFRS 1 que la Compañía espera elegir en la convergencia a las NIIF, los cambios en las políticas contables que la administración considera más importantes para la Compañía, y una visión general de los ajustes esperados a los estados financieros en la convergencia a las NIIF.

◦ **Infraestructura: experiencia de informes financieros y comunicaciones**

- Actividades claves:
 - Desarrollo de experiencia en IFRS
- Estatus:
 - Hemos proporcionado capacitación para los empleados claves y la alta dirección
 - En 2009, tuvimos una sesión de información sobre NIIF con el Comité de Auditoría, Riesgos y Finanzas que incluía una revisión en profundidad de las diferencias entre los PCGA de Canadá y las NIIF, una revisión del calendario de implementación, una visión general de las actividades del proyecto hasta la fecha y un análisis preliminar de las áreas de impacto más significativas de las NIIF
 - En 2010, llevamos a cabo sesiones de información sobre las NIIF con el Comité directivo de las NIIF, el Comité de Auditoría, Finanzas y de Riesgos, y el Directorio que incluía una revisión en profundidad de los cambios de las políticas contables en la convergencia a las NIIF, una discusión de las exenciones opcionales según IFRS 1, Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera que la compañía espera elegir en la convergencia a las NIIF, y una visión general de los ajustes esperados a los estados financieros en la transición a las NIIF
 - En 2010, se celebró una Conferencia externa de un Día para el Inversionista, que incluyó una presentación a los accionistas, a los analistas investigadores, y otros miembros de la comunidad de inversionistas sobre los impactos esperados importantes de la transición a las NIIF

Infraestructura: Tecnología de la información y sistemas de datos

- Actividades claves:
 - Identificación de los requerimientos de los sistemas para los períodos de conversión y posterior a la conversión
- Estatus:
 - Hemos evaluado el impacto sobre los requerimientos de sistemas para la convergencia y los períodos posteriores a la convergencia y esperamos que no habrá un impacto significativo en las aplicaciones derivadas de la transición a las IFRS

Actividades comerciales: Convenios financieros

- Actividades claves:
 - Identificación del impacto sobre los convenios financieros y las relaciones financieras
 - Cumplimiento con cualquier renegociación/cambio requerido
- Estatus:
 - Los requerimientos de convenios financieros en nuestras relaciones de financiamiento se miden sobre la base de los PCGA canadienses vigentes al inicio de las diversas relaciones, y la convergencia a las IFRS por lo tanto no tendrán ningún impacto en nuestros requerimientos actuales de financiamiento
 - Nosotros mantendremos un proceso para compilar nuestros resultados financieros sobre una base histórica de PCGA de Canadá y supervisar los requerimientos de convenios financieros hasta el término de nuestras relaciones financieras actuales

Actividades comerciales: Acuerdos de compensación

- Actividades claves:
 - Identificación del impacto sobre los acuerdos de compensación
 - Evaluación e implementación de los cambios necesarios
- Estatus:
 - Hemos identificado las políticas de compensación que se basan en indicadores derivados de los estados financieros
 - Como parte del proyecto de transición, nos aseguraremos de que los acuerdos de compensación incorporen los resultados de las NIIF, de conformidad con los principios generales de indemnización de la compañía
 - Tenemos planificado tener una sesión de información para capacitar al Comité de Recursos Humanos de la Junta acerca de los impactos previstos de la transición a las NIIF sobre los acuerdos de compensación

Actividades de control: Control interno sobre los informes financieros

- Actividades claves:
 - Para todos los cambios de políticas contables identificados, evaluar el diseño y la efectividad de los cambios respectivos en los Controles Internos sobre los Estados Financieros ("CIEF")
 - Implementación de los cambios apropiados
- Estatus:
 - Hemos identificado los cambios requeridos en los procesos contables que resultan de la aplicación de las políticas contables IFRS; estos cambios no son considerados significativos
 - Como parte del proyecto de convergencia completaremos el diseño, implementación y documentación de los cambios en los procesos contables que resultan de la aplicación de políticas contables IFRS

Actividades de Control: controles de revelación y procedimientos

- Actividades claves:
 - Para todos los cambios de políticas contables identificados, evaluar el diseño y la efectividad de los cambios respectivos en los Controles de Revelación y Procedimientos ("DC&P")
 - Implementación de los cambios apropiados
- Estatus:
 - Hemos seguido proporcionando actualizaciones del proyecto de IFRS en los documentos de información trimestral y anual.

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

La adopción de las NIIF exige la aplicación de la NIIF 1, Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera, que ofrece orientación para la entidad en la adopción inicial de las NIIF. La NIIF 1 le otorga a las entidades que adoptan las NIIF 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 NIIF. Las siguientes son las exenciones opcionales disponibles bajo NIIF 1 que la Compañía espera elegir en la transición a las NIIF. La lista descrita a continuación y los comentarios no deben considerarse como una lista completa de la NIIF 1, que estén disponibles para la Compañía como resultado de la convergencia a las NIIF.

Combinación de Negocios

Bajo IFRS 1 una entidad tiene la opción de aplicar retroactivamente IFRS 3, Combinaciones de Negocios para todas las combinaciones de negocios o puede optar por aplicar la norma de forma prospectiva únicamente a las combinaciones de negocios que ocurren después de la fecha de transición. La Compañía tiene la intención de elegir 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

Tenemos planes de beneficios definidos de pensiones en Canadá y Chile. La IFRS 1 proporciona la opción de 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.

Actualmente, la Compañía ha adoptado esta exención en virtud de IFRS 1. Al 1° de enero de 2010 esto resulta en una disminución de las utilidades retenidas de \$16 millones, una disminución de otros activos de \$10 millones y un aumento de otros pasivos a largo plazo de \$6 millones.

En comparación con los PCGA de Canadá, para el año terminado al 31 de Diciembre de 2010, esto se ha traducido en un aumento de los ingresos netos por aproximadamente \$1 millón como consecuencia de gastos de pensión más bajos debido al reconocimiento inmediato a las utilidades retenidas de estas pérdidas actuariales en la transición a las NIIF. Al 31 de diciembre de 2010, esto dio lugar a una disminución de patrimonio neto de aproximadamente \$16 millones, una disminución en otros activos de \$11 millones y un aumento en otros pasivos a largo plazo de \$6 millones.

Valor Justo o Revalorización del Costo Estimado

La NIIF 1 proporciona una opción para permitir al que adopta las NIIF por primera vez la opción de utilizar el valor determinado en revalorización según PCGA anteriores como costo el atribuido a una partida de activo fijo, siempre y cuando que la revalorización en términos generales sea comparable con el valor justo o el costo o el costo depreciado según las NIIF. Consideramos que los castigos de ciertos activos de acuerdo a GAAP canadiense como una "revalorización ampliamente comparable al valor justo" y elegiremos el valor castigado como el costo para efectos de las NIIF. El valor libro según las NIIF de los activos en la convergencia a las NIIF es por tanto consistente con el valor libros según PCGA de Canadá a la fecha de convergencia.

Pagos de Transacciones Basados en Acciones

La NIIF 1 permite una excepción para la aplicación de la NIIF 2, Pagos Basados en Acciones, para los instrumentos de acciones concedidos antes del 7 de noviembre 2002 y los concedidos, pero totalmente devengados antes de la fecha de convergencia a las NIIF. En consecuencia, hemos elegido esta exención y aplicaremos la NIIF 2 para las opciones de acciones concedidas después del 7 de noviembre 2002 que no se encuentran plenamente devengadas al 1 de enero de 2010.

Cambios en las Obligaciones por Retiro de Activos

Bajo NIIF, es necesario determinar 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. Nosotros hemos elegido la exención de la NIIF 1 para efectos de medir las obligaciones por retiro de activos al 1 de enero de 2010 en conformidad con los requerimientos de la NIC 37 Provisiones, estimando el monto que se habría registrado en el activo fijo cuando la obligación surgió por primera vez y descontar la obligación a la fecha de transición, a esa fecha usando nuestra mejor estimación de la tasa de descuento histórico libre de riesgo. Al 1° de enero de 2010, los ajustes a los estados financieros para reconocer las obligaciones de retiro de activos en la transición a las NIIF se reconocen como un aumento de otros pasivos a largo plazo de aproximadamente \$5 millones y un aumento al activo fijo de aproximadamente \$1 millón, y el saldo remanente se registra como una disminución de las utilidades retenidas para reflejar el gasto de depreciación y acumulación de intereses desde la fecha en que el pasivo surgió por primera vez.

En comparación con los PCGA de Canadá al 31 de diciembre de 2010, el reconocimiento de obligaciones por retiro de activos resulta en un aumento a otros pasivos a largo plazo de aproximadamente \$8 millones y un aumento al activo fijo de aproximadamente \$4 millones, con una disminución correspondiente en el patrimonio y un impacto no significativo en los ingresos netos.

Activos - Petróleo y Gas

Para el que adopta por primera vez y que ya ha empleado previamente el método del costo total en la contabilización de los gastos de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural, la NIIF 1 establece una exención que permite a las entidades medir esos activos a la fecha de transición a los valores determinados según los PCGA anteriores de la entidad. Nosotros hemos elegido de acuerdo a la NIIF 1 mantener el valor libro según GAAP canadiense de los activos de gas y petróleo al 1 de enero de 2010 como nuestro saldo en la convergencia a las NIIF.

Importantes Impactos en la Convergencia a las NIIF

La Compañía ha completado su evaluación inicial de los impactos de la transición a IFRS. Basándose en un análisis de PCGA de Canadá e IFRS en vigencia al 31 de Diciembre de 2010, hemos identificado varias diferencias significativas entre nuestras políticas contables actuales y aquellas previstas a ser aplicadas en la preparación de estados financieros consolidados de acuerdo a IFRS. En la determinación de lo que constituye un impacto significativo para nuestros estados financieros consolidados, hemos identificado lo siguiente:

- Áreas de diferencias entre IFRS y GAAP Canadiense que tienen un impacto significativo el día de apertura de transición de los estados financieros.
- Áreas de diferencias entre las NIIF y los PCGA de Canadá, que presentan un mayor riesgo de impacto potencial futuro en los estados financieros.
- Áreas de posibles cambios futuros a las NIIF que podría tener un impacto significativo en los estados financieros.

La información sobre aquellos cambios que la administración considera más importantes para la Compañía se presentan a continuación.

Participación en Joint Ventures

Bajo los GAAP canadienses, nuestra participación del 63,1% en Atlas Methanol Company (Atlas) se contabiliza bajo el método de consolidación proporcional para la contabilización de joint ventures. Los IFRS actuales permiten elegir entre la consolidación proporcional y valor patrimonial para la contabilización de joint ventures. En la transición a las NIIF, hemos optado por seguir aplicando la consolidación proporcional en la contabilización de nuestro interés en Atlas.

El IASB está procediendo actualmente en proyectos relacionados con la consolidación y contabilidad de empresas conjuntas. El IASB está revisando la definición de "control", que es un criterio contable para la consolidación. Adicionalmente, se esperan cambios futuros de las IFRS en la contabilización de joint ventures y estos cambios pueden eliminar la opción de consolidación proporcional y permitir sólo el método contable de valor patrimonial para tales participaciones. El impacto de aplicar el método contable de consolidación o de valor proporcional no da lugar a ningún cambio en los resultados netos o patrimonio, pero resultaría en un impacto significativo de presentación.

El impacto que estos proyectos puedan tener sobre las conclusiones relacionadas con el tratamiento contable de nuestra participación en joint ventures es actualmente desconocido. Seguimos monitoreando los cambios en las políticas contables emitidas por la IASB en este ámbito.

Leases

Los PCGA de Canadá exigen que cuando un acuerdo que en su inicio sólo puede cumplirse mediante el uso de un activo o activos específicos, y que conlleva el derecho a usar ese activo, puede ser un contrato de lease o contener un contrato de lease, y por lo tanto debe ser contabilizado como un contrato de leasing, independientemente de si toma o no la forma jurídica de un contrato de lease, y por tanto debe ser registrado como un activo con su correspondiente pasivo. Sin embargo, los GAAP canadienses contienen disposiciones cascadas que eximen de estos requerimientos a los contratos celebrados antes de 2004.

Los IFRS tienen requerimientos contables similares a los PCGA de Canadá para convenios tipo-leasing, donde las IFRS exigen la aplicación retroactiva completa. Nosotros tenemos contratos de suministro de oxígeno a largo plazo para nuestras plantas de metanol de Atlas y Titán en Trinidad, celebrados con anterioridad a 2004, que son considerados como contratos de lease financiero en virtud de estas normas. En consecuencia, los contratos de suministro de oxígeno deberán ser contabilizados como lease financiero desde la fecha original del lease. Nosotros medimos el valor de estos contratos de arrendamiento financiero y aplicamos la contabilidad de leasing financiero retroactivamente desde el inicio 1 de enero de 2010 para determinar el impacto en la fecha de adopción de las NIIF. Al 1 de enero de 2010 esto resulta en un aumento de activo fijo de \$61 millones y de otros pasivos a largo plazo de \$74 millones con una correspondiente disminución en las utilidades retenidas de \$13 millones.

En comparación con los PCGA de Canadá, para el año 31 de diciembre de 2010, este tratamiento contable dio como resultado en costos operativos más bajos e intereses más altos y cargos por depreciación más altos con un impacto no significativo a los ingresos netos. Al 31 de diciembre de 2010, esto dio lugar a un aumento en activo fijo \$55 millones y otros pasivos a largo plazo de \$69 millones, con una disminución correspondiente en patrimonio de \$14 millones.

Como parte de su proyecto de conversión global, el IASB y el Financial Accounting Standards Board (FASB) de los EE.UU. emitió en agosto de 2010 un Borrador de Cambios en conjunto que propone que todos los contratos de leasing tendrían que ser reconocidos en el balance general. Tenemos una flota de buques de ultramar bajo acuerdos de fletamento por tiempo contratado, con plazos de hasta 15 años. Las normas propuestas requerirían que estos acuerdos de fletamento por tiempo contratado sean registrados en el balance general lo que resultaría en un aumento sustancial de nuestros activos y pasivos. Estos Directorios esperan emitir una norma final a mediados de 2011 con una fecha de aplicación probable de la norma no antes de 2014. Nosotros seguimos monitoreando los cambios en políticas contables emitidas por el IASB en este ámbito.

Deterioro de Activos

En caso de existir una indicación de que un activo ha perdido valor, se debe realizar una prueba de deterioro. Bajo los GAAP canadienses, esta es una prueba de deterioro que consiste de dos pasos en el que (1) los flujos de efectivo futuros no descontados se comparan con el valor libro, y (2) si estos flujos de caja no descontados son menores que el valor libro, el activo es castigado hasta el valor justo. Bajo IFRS, la entidad está obligada a evaluar, al final de cada período de reporte, si hay alguna indicación de que un activo puede estar deteriorado. Si existe tal indicación, la entidad deberá estimar el monto recuperable de los activos mediante la realización de una prueba de deterioro de un solo paso, que requiere una comparación entre el valor libro del activo con el mayor valor de uso y el valor justo menos los costos de venta. El valor de uso se define como el valor presente de los flujos de caja futuros esperados que se deriven de los activos en su estado actual.

Como resultado de esta diferencia, en principio, los castigos por deterioro pueden ser más probables bajo IFRS que los que actualmente se identifican y registran bajo los GAAP canadienses. El alcance de cualquier castigo nuevo, sin embargo, puede ser compensado en parte por el requisito previsto en la NIC 36, Deterioro de Activos de revertir las pérdidas por deterioro anteriores cuando las circunstancias han cambiado de tal manera que los deterioros se han reducido. Los PCGA de Canadá prohíben el reverso de pérdidas por deterioro. Nosotros hemos concluido que la adopción de estas normas no dará lugar a un cambio del valor libro de nuestros activos en la convergencia a IFRS al 31 de diciembre 2010.

Provisiones

Bajo los GAAP canadienses, se requiere registrar una provisión en los estados financieros cuando el pago en cuestión es considerado "posible" y puede ser estimado razonablemente. El umbral para el reconocimiento de provisiones bajo IFRS es menor que bajo los GAAP canadienses ya que las provisiones deben ser reconocidas, si el pago requerido es "probable." Por lo tanto, en principio, es posible que pueda haber algunas provisiones que cumplen con los criterios de reconocimiento en virtud de IFRS que no han sido reconocidas por los GAAP canadienses.

Otras diferencias entre IFRS y los GAAP canadienses existen en relación con la medición de provisiones, como la metodología para determinar la mejor estimación, donde hay un rango de resultados igualmente posibles (IFRS utiliza el punto medio del rango, mientras que los PCGA del Canadá utiliza el extremo más bajo del rango), y el requisito bajo IFRS para las provisiones es que se valoricen a valor presente cuando son materiales.

Hemos revisado nuestras posiciones y concluimos que no hay ajustes a nuestros estados financieros en la transición a las NIIF y al 31 de Diciembre 2010 derivados de la aplicación de las NIIF reconocimiento de provisiones y medición.

Pagos basados en acciones

Durante el año 2010, otorgamos derechos sobre la revalorización de acciones (SAR) y derechos sobre la revalorización de acciones tándem (TSARs) en relación con nuestro plan de incentivos a los empleados de compensación a largo plazo. Un SAR le da al tenedor el derecho a recibir un pago en efectivo igual al importe por el cual el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía supera el precio de ejercicio de una unidad. Un TSAR le da el titular la elección entre el ejercer una opción sobre acciones regulares o renunciar a la opción de por un pago en efectivo equivalente al importe por el cual el precio de mercado de la acción ordinaria de la Compañía supera el precio de ejercicio de una unidad. Todos los SARsy los TSARs tienen un plazo máximo de siete años con un tercio que se devenga cada año después de la fecha de la concesión.

Bajo los PCGA de Canadá, ambos los SARsy los TSARs son valoradas por el método de valor intrínseco. El valor intrínseco relacionado con los SARsy los TSARs se mide por el monto por el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía supera el 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 NIIF, los SARsy los TSARs tienen que ser valorizados por el método del valor justo. El valor justo relacionado con los SARsy los TSARs se mide utilizando un modelo de valoración de opciones. Los cambios en el valor justo determinado 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 determinado 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 NIIF en comparación con los PCGA de Canadá sería mayor al inicio de la vida de un SARsy los TSARs, esta diferencia disminuiría a medida que pasa el tiempo y el cago contable total última instancia, será el mismo a la fecha de ejercer.

Los SARsy los TSARs fueron concedidas en marzo de 2010, y por lo tanto, no se requiere ningún ajuste a nuestros estados financieros al 1 de enero de 2010. La diferencia en el método de valor justo según las NIIF en comparación con el método de valor intrínseco bajo los PCGA de Canadá, es la principal razón para la disminución en los ingresos netos de aproximadamente \$5 millones, el aumento en otros pasivos a largo plazo de aproximadamente \$6 millones y la disminución correspondiente en patrimonio para el año terminado el 31 de diciembre 2010, respectivamente.

Resumen de los Ajustes Previstos a los Estados Financieros

El siguiente cuadro proporciona un resumen de los ajustes esperados en nuestro balance en la convergencia a las NIIF al 1 de enero de 2010 y 31 de Diciembre 2010:

(\$ MILLONES)	January 1, 2010	December 31, 2010
Total Activos según GAAP Canadienses	\$ 2,923	\$ 3,070
Leases (a)	61	55
Beneficios de los Empleados (b)	(10)	(11)
Obligaciones por Retiros de Activos (c)	1	4
Costos de Financiamiento (d)	8	24
Total activos según IFRS	\$ 2,984	\$ 3,142
Total Pasivos según GAAP Canadienses	\$ 1,687	\$ 1,794
Leases (a)	74	69
Beneficios de los Empleados (b)	6	6
Obligaciones por Retiros de Activos (c)	5	8
Costos de Financiamiento (d)	3	10
Posiciones de Impuestos Inciertas (e)	5	7
Pagos basados en acciones (f)	—	6
Impacto del Impuesto Diferido de Ajustes de Convergencia (g)	(8)	(9)
Reclasificación de Interés Minoritario (h)	(136)	(156)
Total Pasivos según IFRS	\$ 1,637	\$ 1,733
Total Patrimonio según GAAP Canadienses	\$ 1,236	\$ 1,277
Leases (a)	(13)	(14)
Beneficios de los Empleados (b)	(16)	(16)
Obligaciones por Retiros de Activos (c)	(4)	(4)
Costos de Financiamiento (d)	5	14
Posiciones de Impuestos Inciertas (e)	(5)	(7)
Pagos basados en acciones (f)	—	(6)
Impacto del Impuesto Diferido de Ajustes (g)	8	9
Reclasificación de Interés Minoritario (h)	136	156
Total Patrimonio según GAAP Canadienses	\$ 1,347	\$ 1,409
Total pasivos y Patrimonio según IFRS	\$ 2,984	\$ 3,142

La siguiente tabla presenta un resumen de los ajustes a nuestro estado de resultados para el año terminado en diciembre 31, 2010:

(\$ MILLONES)	2010
Resultado neto según GAAP Canadienses	\$ 102
Beneficios de los Empleados (b)	1
Posiciones de Impuestos Inciertas (e)	(2)
Pagos basados en acciones (f)	(5)
Impacto del Impuesto Diferido de Ajustes (g)	1
Resultado neto según IFRS	\$ 98

Los elementos descritos arriba en la conciliación del balance general y estado de resultados entre PCGA de Canadá y las NIIF se describen a continuación:

(a) Leases

Para obtener una descripción de esta partida de conciliación, vea el análisis en relación con los Impactos Significativos en la Convergencia a las NIIF más arriba.

(b) Beneficios de los Empleados

Para obtener una descripción de esta partida de conciliación, vea el análisis bajo NIIF 1 Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera más arriba.

(c) Obligaciones por Retiros de Activos

Para obtener una descripción de esta partida de conciliación, vea el análisis bajo NIIF 1 Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera más arriba.

(d) Costo de Financiamiento

La NIC 23 establece el tratamiento contable y la elegibilidad de los costos financiamiento. Hemos suscrito contratos de swap de tasas de interés para cubrir la variabilidad en los pagos de intereses base LIBOR en 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 (AOCI). Bajo NIIF, las liquidaciones en efectivo durante la construcción se registran bajo activo fijo (AF). En consecuencia, se produce un aumento del activo fijo, de \$8 millones y \$24 millones aproximadamente, un aumento de Otros Ingresos Integrales Acumulados por \$5 millones y \$14 millones aproximadamente (nuestra porción del 60%) y un aumento en interés minoritario de aproximadamente \$3 millones y \$10 millones al 1 de enero de 2010 y 31 de Diciembre 2010 respectivamente sin efecto en las utilidades.

(e) Posiciones de Impuestos Inciertas

La NIC 12 establece criterios de reconocimiento y medición para una posición tributaria adoptada o que se espera será adoptado 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 millones en comparación con los PCGA de Canadá. Para el año 31 de diciembre de 2010, esto se ha traducido en una disminución del resultado neto por \$2 millones con un aumento correspondiente a los pasivos de impuestos.

(f) Pagos en Base de Acciones

Para obtener una descripción de esta partida de conciliación, vea el análisis bajo Impactos Significativos en la convergencia a NIIF más arriba.

(g) Impacto del Impuesto Diferido de Ajustes

Este ajuste representa el efecto de impuesto producto de los ajustes relacionados con las diferencias contables entre los PCGA de Canadá y las NIIF. Al 1 de enero de 2010 esto se ha traducido en una disminución de pasivos por impuestos diferidos y un aumento de las utilidades retenidas de aproximadamente \$8 millones. Para el año 31 de diciembre de 2010, esto se ha traducido en un aumento del resultado neto por \$1 millones con una disminución pasivos de impuestos diferidos.

(h) Reclasificación de Interés Minoritarios desde Pasivos

Tenemos una participación del 60% en EMethanex, la empresa egipcia a través de la cual hemos desarrollado el proyecto de metanol de Egipto. Nosotros contabilizamos 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 las NIIF la participación de interés minoritario se clasifica como patrimonio, pero se presenta por separado en el patrimonio. Al 1° de enero de 2010, esta reclasificación resulta en una disminución de pasivos y un aumento del patrimonio neto de aproximadamente \$136 millones y \$156 millones al 1 de enero de 2010 y 31 de Diciembre de 2010, respectivamente.

La discusión anterior sobre las elecciones de la NIIF 1, los cambios significativos en las políticas contables, y ajustes a los estados financieros en la convergencia a las NIIF se proporciona para permitir a los lectores obtener una mejor comprensión de nuestro plan de cambios a las NIIF y los consiguientes efectos potenciales sobre nuestros estados financieros consolidados. Los lectores están advertidos, sin embargo, que puede ser inapropiado utilizar dicha información para cualquier otro propósito. Las NIIF emplean un marco conceptual que es similar a los PCGA de Canadá, sin embargo, existen importantes diferencias en algunas materias de reconocimiento, medición y revelación. Con el fin de permitir a los usuarios de los estados financieros a entender mejor estas diferencias y los cambios resultantes en nuestros estados financieros, hemos proporcionado una descripción de las excepciones significativas de la NIIF 1 que tenemos la intención de elegir, una descripción de los impactos significativos relacionados con el proyecto de transición a las NIIF, así como la conciliación presentada anteriormente entre los PCGA de Canadá y las NIIF para el total de activos, total de pasivos y patrimonio neto. Si bien esta información no representa la adopción oficial de las NIIF, proporciona una indicación de las principales diferencias identificadas hasta la fecha sobre la base de la orientación actual de las NIIF, en relación con nuestras políticas contables de GAAP canadienses en la convergencia y al 31 de Diciembre 2010. Esta discusión refleja nuestros supuestos y expectativas más recientes; pueden surgir circunstancias, tales como cambios en las NIIF, los reglamentos o las condiciones económicas, lo que podría cambiar estos supuestos o expectativas. Cualquier modificación posterior a la elección de las exenciones de la NIIF 1, la selección de las políticas contables según las NIIF y los ajustes relacionados a los estados financieros estarían sujetos a la aprobación del Comité de Auditoría, Finanzas y Riesgo, antes de ser ultimado. En consecuencia, la discusión anterior está sujeta a cambios.

INFORMACIÓN ADICIONAL –MEDICIONES NO-GAAP COMPLEMENTARIAS

Además de proporcionar mediciones preparadas de acuerdo con principios contables generalmente aceptados en Canadá (GAAP Canadiense), presentamos ciertas mediciones complementarias no GAAP. Estas son EBITDA Ajustado, resultado operacional y flujo de efectivo de actividades operacionales antes de cambios en el capital de trabajo sin movimientos de fondos. Estas mediciones no tienen un significado estandarizado estipulado por GAAP Canadiense 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. 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 GAAP Canadiense.

Resultado antes de partidas extraordinarias y Utilidad Neta Diluida antes de Partida Extraordinarias por Acción

Estas medidas complementarias no-GAAP se proporcionan para ayudar a los lectores en la comparación de los resultados de un ejercicio a otro sin el impacto de las partidas extraordinarias que son considerados por las administraciones no operacionales y/o no recurrentes. El ingreso diluido antes de partidas extraordinarias por acción se ha calculado dividiendo la utilidad neta antes de partidas extraordinarias por el número promedio ponderado diluido de acciones ordinarias en circulación.

En la tabla siguiente se muestra una conciliación del resultado neto y los resultados netos antes de partidas extraordinarias y el cálculo del resultado neto diluido antes de partidas extraordinarias por acción:

(\$ MILLONES, EXCEPTO NUMERO DE ACCIONES O MONTOS POR ACCION)	2010		2009
Resultado neto	\$	101.7	\$ 0.7
Utilidad en ventas de activos de Kitimat		(22.2)	–
Resultado neto antes de partidas extraordinarias	\$	79.5	\$ 0.7
Promedio ponderado diluido del número de acciones ordinarias (millones)		93.5	92.7
Resultado neto diluido por acción antes de partidas extraordinarias	\$	0.85	\$ 0.01

EBITDA Ajustado

Esta medición complementaria no GAAP es proporcionada para ayudar a nuestros lectores a evaluar nuestra habilidad para generar flujo de efectivo operacional. Creemos que esta medición es útil para evaluar el rendimiento y destacar tendencias sobre una base global. También creemos que el EBITDA Ajustado es utilizado frecuentemente por analistas e inversionistas al comparar nuestros resultados con los de otras compañías. El EBITDA Ajustado difiere de las mediciones mas comparables bajo GAAPs, flujo de efectivo de actividades operacionales, principalmente porque no incluye cambios en el capital de trabajo sin movimiento de fondos, otros desembolsos de caja relacionados con actividades operacionales, gastos de compensación basados en acciones, otros ítems sin movimiento de caja, gastos financieros, intereses y otros ingresos (gastos) e impuesto a la renta corriente.

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

(\$ MILLONES)	2010		2009
Flujo de efectivo de actividades operacionales	\$	153	\$ 110
Más (menos)::			
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de flujos		99	19
Otros desembolsos en efectivo		6	11
Compensaciones en acciones		(31)	(12)
Otros ítems sin movimiento de efectivo		(8)	(8)
Gastos financieros		24	27
Intereses y otros ingresos		(3)	—
Impuesto a la renta – corriente		27	(5)
EBITDA Ajustado	\$	267	\$ 142

Resultado Operacional y Flujo de efectivo de Actividades Operacionales antes de Cambios en Capital de Trabajo sin movimiento de Fondos

Resultado Operacional y Flujo de efectivo de Actividades Operacionales antes de Cambios en Capital de Trabajo sin movimiento de Fondos son conciliadas con mediciones de GAAP Canadiense en nuestro estado de resultado consolidado y estado de flujo de efectivo consolidado, respectivamente.

INFORMACIÓN FINANCIERA TRIMESTRAL (No auditada)

(\$ MILLONES, EXCEPTO CUANDO SE INDIQUE LO CONTRARIO)	TRES MESES TERMINADO			
	DIC 31	SEP 30	JUN 30	MAR 31
2010				
Ventas	\$ 570	\$ 481	\$ 449	\$ 467
Resultado neto	28	33	12	29
Utilidad neta antes de ítemes inusuales	28	11	12	29
Utilidad neta básica por acción	0.30	0.36	0.13	0.32
Utilidad neta básica por acción ordinaria antes de ítemes inusuales	0.30	0.11	0.13	0.32
Utilidad diluida por acción ordinaria	0.30	0.35	0.13	0.31
Utilidad diluida por acción ordinaria antes de ítemes inusuales	0.30	0.11	0.13	0.31
2009				
Ventas	\$ 382	\$ 317	\$ 246	\$ 254
Utilidad (pérdida) neta	26	(1)	(6)	(18)
Utilidad (pérdida) neta por acción	0.28	(0.01)	(0.06)	(0.20)
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción	0.28	(0.01)	(0.06)	(0.20)

Una discusión y análisis de nuestros resultados para el cuarto trimestre de 2010 se incluye en la Discusión y Análisis de la Administración (“MD&A”) del Cuarto Trimestre 2010 archivada con Canadian Securities Administrators and the U.S. Securities and Exchange Commission y se incorpora aquí como referencia.

INFORMACION SELECCIONADA ANUAL

(\$ MILLONES, EXCEPTO CUANDO SE INDIQUE LO CONTRARIO)	2010	2009	2008
Ventas	\$ 1,967	\$ 1,198	\$ 2,314
Resultado neto	102	1	169
Utilidad neta básica por acción	1.10	0.01	1.79
Utilidad diluida por acción ordinaria	1.09	0.01	1.78
Utilidad diluida por acción ordinaria antes de ítemes inusuales	0.85	0.01	1.78
Dividendos declarados por acción en efectivo	0.620	0.620	0.605
Total activos	3,070	2,923	2,799
Total pasivos largo -plazo	1,025	982	864

CONTROLES Y PROCEDIMIENTOS

Controles y Procedimiento de Divulgación

Los controles y procedimiento de divulgación son aquellos controles y procedimientos que se diseñan 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 2010, 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 del Control Interno sobre 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 condiciones potenciales futuras, sin importar cuán remotos sean.

Bajo la supervisión y con la participación de nuestra gerencia, 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 2010, basándose en el marco de trabajo descrito en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Auspiciadores de la Comisión Treadway, (COSO). Basándose en nuestra evaluación, bajo este marco de trabajo, la administración concluyó que nuestro control interno sobre la información financiera era efectivo a dicha fecha.

KPMG LLP ("KPMG"), empresa de contadores públicos independientes registrados, quienes auditaron y opinaron sobre nuestros estados financieros, han emitido su reporte de certificación respecto de la efectividad de nuestro sistema de control interno sobre los informes financieros al 31 de diciembre 2010. Esta certificación se incluye en la página 2 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 2010 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 PROYECTADAS FUTURAS

Esta Discusión y Análisis de la Administración del 2010, contiene declaraciones de proyecciones futuras respecto de nosotros y de la industria química. Las declaraciones que incluyen las palabras “cree,” “espera,” “puede,” “sería,” “debería,” “busca,” “intenta,” “planea,” “estima,” “anticipa,” o la versión negativa de tales palabras 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 calendarización de cortes planificado por mantenimiento,
 - precios esperados del metanol y energía,
 - niveles previstos y el calendario de suministro de gas natural a 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 y la disponibilidad de gas natural a un precio económico en Chile, Nueva Zelanda y Canadá,
 - capitales comprometidos por terceros hacia exploración futura de gas natural en Chile y Nueva Zelanda,
 - gastos de capital esperado, incluyendo gastos de capital para apoyar la exploración y desarrollo de gas natural en Chile y Nueva Zelanda y el reinicio de nuestras plantas ociosas de metanol,
 - tasas de producción esperadas de nuestras plantas, incluyendo nuestras plantas de Chile y la nueva planta de metanol en Egipto que estrá actualmente en la etapa de puesta en marcha y el reinicio de nuestra planta Medicine Hat esperado para el segundo trimestre de 2011,
 - costos de operación esperados, incluyendo la materia prima de gas natural y los costos de logística,
 - tasas de impuestos esperados o resoluciones de disputas tributarias,
 - flujos de caja esperados y capacidad de generación de ingresos,
 - fecha de término prevista, y costos para completar nuestro proyecto de metanol en Egipto y la reapertura del proyecto Medicine Hat,
 - capacidad para cumplir con los convenios 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 operacional de la planta y las hipotecas relacionadas que requieren acciones por parte de entidades gubernamentales,
 - 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 o expansiones de la capacidad de producción,
 - fortaleza financiera y capacidad para hacer frente a compromisos financieros futuros,
 - 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 en Nueva Zelanda y Canadá,
- actividad económica mundial o regional esperada (incluyendo niveles de producción industrial),
 - acciones esperadas de los gobiernos, 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, incluyendo nuestras plantas Chilenas y la nueva planta de metanol en Egipto que actualmente está en la etapa de puesta en marcha y el reinicio de la planta Medicine Hat esperada para el segundo trimestre de 2011,

recepción de consentimientos o aprobaciones de terceros, incluyendo sin limitación, aprobaciones gubernamentales de derechos de propiedades e hipotecas relacionadas en 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,

fecha de término y costo de nuestro proyecto de metanol en Egipto y el proyecto de reapertura de Medicine Hat,

capacidad para cumplir con los convenios 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 operacional de la planta y las hipotecas relacionadas que requieren acciones por parte de entidades gubernamentales,

disponibilidad de facilidades de crédito comprometidas y otro financiamiento,

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, 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 la exploración de gas natural y las actividades de desarrollo en el sur de Chile y Nueva Zelanda y nuestra habilidad para obtener cualquier cantidad de gas adicional en Chile y Nueva Zelanda y Canadá en términos comercialmente aceptables,
- la fecha de puesta en marcha y el costo para completar nuestro nuevo proyecto de metanol de joint venture en Egipto,
- la habilidad de llevar a cabo iniciativas y estrategias corporativas exitosamente,
- acciones de los competidores y proveedores,
- acciones de los gobiernos y las autoridades gubernamentales incluyendo 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 antidumping, 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 2010.

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 DEL INFORME FINANCIERO

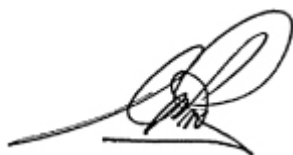
Los estados financieros consolidados y toda la información financiera contenida en el informe anual son de responsabilidad de la gerencia. Los estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con los principios contables generalmente aceptados de Canadá y, donde corresponda, han incorporado 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 Auspiciadoras de la Comisión de 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 2010.

El Directorio es responsable de garantizar que la gerencia cumpla sus responsabilidades respecto de los informes financieros y del 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 ayudarle a cumplir su responsabilidad supervisora respecto a: la integridad de los estados financieros de la Compañía, comunicados de prensa y presentación de información a entes reguladores de mercado; proceso de informes financieros; sistemas de controles internos contables y financieros; calificaciones profesionales e independencia del auditor externo; desempeño de los auditores externos; procesos de administración de riesgos; planes financieros; planes de pensión; y 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 internos 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. Se incluye la opinión de ellos en el Informe Anual.



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



Bruce Aitken
Presidente y
Gerente General



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

March 24, 2011

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Accionistas y Directorio de Methanex Corporation

Hemos auditado los balances generales consolidados de Methanex Corporation (la “Sociedad”) al 31 de Diciembre de 2010 y 2009 y los estados consolidados de resultados, patrimonio, resultados integrales y flujos de efectivo para los años terminados en esas fechas. Estos estados financieros son de responsabilidad de la administración de la Sociedad. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros 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 la Compañía al 31 de diciembre del 2010 y 2009, y los resultados de sus operaciones y flujos de caja por los años terminados en esas fechas de acuerdo con principios contables canadienses generalmente aceptados.

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 la Sociedad sobre los informes financieros al 24 de Marzo de 2011, basándose en los criterios establecidos en el Control Interno – Marco Interno emitido por el Comité de Auspicio de Organizaciones de la Comisión Treadway (COSO), y nuestro informe de fecha 24 de marzo de 2011 expresó una opinión sin salvedades sobre la efectividad de los controles internos de informes financieros de la Compañía.



Chartered Accountants
Vancouver, Canada
24 de Marzo 2011

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 2010, basándose en los criterios establecidos en Control Interno - Marco Integrado emitido por el Comité de Organizaciones auspiciadores 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.

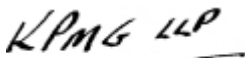
Efectuamos nuestra auditoría de conformidad con los estándares de la Junta Supervisora de Contabilidad de Sociedades Públicas (Estados Unidos). Aquellos estándares requieren que nosotros planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de si controles internos efectivos sobre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

El control interno de una sociedad sobre 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 exactamente 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 los 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 el control se convierta inadecuado debido a los cambios de 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 2010, basándose en los criterios establecidos en Controles Internos- Marco Integrado emitido por el Comité de Organizaciones Auspiciadoras 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) sobre los balances generales consolidados 31 de Diciembre de 2010 y 2009 y los estados consolidados de resultados, patrimonio, utilidad (pérdida) integrales y flujos de efectivo para los años terminados en esas fechas y nuestro informe de fecha 24 de Marzo de 2011 expresa una opinión sin salvedades sobre dichos estados financieros consolidados.



Chartered Accountants
Vancouver, Canada
21 de Marzo 2011

Balance General Consolidado

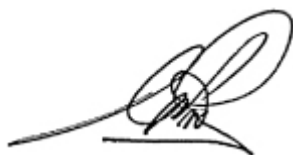
(Miles de dólares americanos, excepto número de acciones ordinarias)

AL 31 DE DICIEMBRE	2010	2009
ACTIVOS		
Activos circulantes:		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 193,794	\$ 169,788
Cuentas por Cobrar (nota 3)	320,027	257,418
Inventarios	230,322	171,554
Gastos anticipados	26,877	23,893
	771,020	622,653
Activo fijo (nota 5)	2,213,836	2,183,787
Otros activos (nota 7)	85,303	116,977
	\$ 3,070,159	\$ 2,923,417
PASIVOS Y PATRIMONIO		
Pasivos circulantes:		
Cuentas por pagar y provisiones	\$ 250,730	\$ 232,924
Obligaciones largo plazo con vencimiento en el corto plazo (nota 8)	49,965	29,330
Otros pasivos largo plazo con vencimiento en el corto plazo (nota 9)	13,395	9,350
	314,090	271,604
Obligaciones largo plazo (nota 8)	896,976	884,914
Otros pasivos largo plazo (nota 9)	128,502	97,185
Impuesto diferido (nota 13)	307,865	300,510
Interés minoritario	146,099	133,118
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 2010 era 92,632,022 (2009 – 92,108,242)	440,092	427,792
Sobreprecio en venta de acciones	26,308	27,007
Utilidades retenidas	850,691	806,158
Otras pérdidas integrales acumuladas	(40,464)	(24,871)
	1,276,627	1,236,086
	\$ 3,070,159	\$ 2,923,417

Compromisos y contingencias (notas 13 al 19)

Ver notas que acompañan los estados financieros consolidados.

Aprobado por el Directorio:



A. 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	2010	2009
Ingresos por ventas	\$ 1,966,583	\$ 1,198,169
Costo de ventas y gastos de la operación	(1,699,845)	(1,056,342)
Depreciación y amortización	(131,381)	(117,590)
Utilidad en la venta de activos de Kitimat (nota 2)	22,223	—
Resultado operacional	157,580	24,237
Intereses financieros (nota 11)	(24,238)	(27,370)
Intereses y otros ingresos (gastos)	2,779	(403)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	136,121	(3,536)
Impuestos a la renta (nota 13):		
Corriente	(27,033)	5,592
Diferido	(7,355)	(1,318)
	(34,388)	4,274
Resultado neto	\$ 101,733	\$ 738
Utilidad neta básica por acción ordinaria	\$ 1.10	\$ 0.01
Utilidad neta diluida por acción ordinaria	\$ 1.09	\$ 0.01
Promedio ponderado de acciones ordinarias vigentes (nota 1(k))	92,218,320	92,063,371
Promedio ponderado diluido de acciones ordinarias vigentes (nota 1(k))	93,503,568	92,688,510

Ver notas que acompañan los estados financieros consolidados .

Estados de Patrimonio Consolidado

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

	Número de Acciones Ordinarias	Capital	Sobrepeso en ventas de acciones	Utilidades Retenidas	Otras pérdidas integrales acumuladas	Total Patrimonio
Saldos, 31 Diciembre 2008	92,031,392	\$ 427,265	\$ 22,669	\$ 862,507	\$ (24,025)	\$ 1,288,416
Resultado neto	-	-	-	738	-	738
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	4,440	-	-	4,440
Emisión de acciones ejercicio de opciones de acciones	76,850	425	-	-	-	425
Reclasificación de fecha valor equitativo al ejercer opciones de acciones	-	102	(102)	-	-	-
Pago dividendos	-	-	-	(57,087)	-	(57,087)
Otras pérdidas integrales	-	-	-	-	(846)	(846)
Saldos, 31 Diciembre 2009	92,108,242	427,792	27,007	806,158	(24,871)	1,236,086
Resultado neto	-	-	-	101,733	-	101,733
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	2,364	-	-	2,364
Emisión de acciones ejercicio de opciones de acciones	523,780	9,237	-	-	-	9,237
Reclasificación de fecha valor equitativo al ejercer opciones de acciones	-	3,063	(3,063)	-	-	-
Pago dividendos	-	-	-	(57,200)	-	(57,200)
Otras pérdidas integrales	-	-	-	-	(15,593)	(15,593)
Saldos, 31 Diciembre 2010	92,632,022	\$ 440,092	\$ 26,308	\$ 850,691	\$ (40,464)	\$ 1,276,627

See accompanying notes to consolidated financial statements.

Estados Consolidado de Utilidad (Pérdidas) Integrales

(Miles de dólares americanos)

PARA LOS AÑOS TERMINADOS 31 DICIEMBRE	2010	2009
Resultado neto	\$ 101,733	\$ 738
Otros ingresos (pérdidas) integrales:		
Cambios en el valor justo de contratos de moneda forward, neto de impuestos	-	36
Cambio en el valor justo de contratos swap de tasa de interés, neto de impuesto (nota 16)	(15,593)	(882)
	(15,593)	(846)
Ingresos (pérdidas) integrales	\$ 86,140	\$ (108)

Ver notas que acompañan los estados financieros consolidados.

Estados Consolidados de Flujo de Efectivo

(Miles de dólares americanos)

PARA LOS AÑOS TERMINADOS 31 DICIEMBRE	2010		2009
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERACIONALES			
Resultado neto	\$	101,733	\$ 738
Agregar (deducir) ítems sin movimiento de efectivo:			
Depreciación y amortización		131,381	117,590
Utilidad en la venta de activos de Kitimat		(22,223)	–
Impuestos diferidos		7,355	1,318
Compensaciones basadas en acciones		31,496	12,527
Otros		7,897	7,639
Otros pagos en efectivo, incluyendo compensaciones basadas en acciones		(6,051)	(11,302)
Flujo de efectivo de actividades operacionales antes de lo indicado a continuación		251,588	128,510
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo (nota 14)		(98,706)	(18,253)
		152,882	110,257
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES FINANCIERAS			
Dividendos pagados		(57,200)	(57,087)
Obligaciones con garantías limitadas		67,515	151,378
Pagos de obligaciones con garantías limitadas		(30,991)	(15,282)
Contribuciones de capital accionistas minoritarios		23,376	45,103
Emisión de acciones por ejercicio de opciones de acciones		9,237	425
Liquidación de contratos swap de tasa de interés		(15,682)	(6,386)
Otros, neto		(5,999)	(6,720)
		(9,744)	111,431
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Venta de activos		31,771	–
Venta de activo fijo		(58,154)	(60,906)
Planta en construcción en Egipto		(85,996)	(261,646)
Activos petróleo y gases		(24,233)	(22,840)
GeoPark pagos (financiamiento)		20,227	(9,285)
Movimiento en provisiones en deudas de proyectos		372	5,229
Otros activos, neto		(769)	(2,454)
Cambios en capital de trabajo no-monetario (nota 14)		(2,350)	(28,428)
		(119,132)	(380,330)
Aumento (Disminución) de efectivo y efectivo equivalente		24,006	(158,642)
Efectivo y efectivo equivalente a principios de año		169,788	328,430
Efectivo y efectivo equivalente a fines de año	\$	193,794	\$ 169,788
INFORMACIÓN SUPLEMENTARIA FLUJO DE EFECTIVO			
Intereses pagado	\$	57,880	\$ 52,767
Impuestos pagados, neto de reembolsos	\$	9,090	\$ 6,363

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)
Años terminados 31 de Diciembre 2010 y 2009

1. Políticas contables significativas:

(a) Bases de presentación:

Estos estados financieros consolidados se preparan de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Canadá. Estos principios contables son distintos en algunos aspectos de aquellos generalmente aceptados en Estados Unidos, y las diferencias significativas se describen y concilian en Nota 20.

Estos estados financieros consolidados incluyen los estados financieros de Methanex Corporation, de las subsidiarias con propiedad y de las subsidiarias en donde existe el control y la proporción de los estados financieros en entidades controladas en forma conjunta (colectivamente la Sociedad). En aquellas entidades en donde la sociedad tiene el control aún cuando no tenga la propiedad, se incluye la proporción que no está bajo control en los estados financieros y representa la participación de los accionistas que no tienen el control en los activos netos de la sociedad. En conformidad con la Guía Contable No.15, Consolidación de entidades con participación variable, la Sociedad también consolida las entidades de interés variable cuando es la primera beneficiaria, según lo definido. Cuando la sociedad no tiene el control, pero ejerce una influencia significativa sobre la entidad, la Sociedad aplica el método de valor patrimonial. Todas las transacciones y balances significativos entre empresas relacionadas han sido eliminados. La preparación de estos estados financieros consolidados requiere de estimaciones y supuestos que afectan a los montos informados y revelados en los estados financieros y sus notas. Las políticas que requieren de estimaciones significativas se describen a continuación. Los resultados reales podrían diferir de aquellas estimaciones.

(b) Moneda del informe y conversión de moneda extranjera:

La mayor parte de los negocios de la Compañía se transan en dólares de Estados Unidos y, por lo tanto, estos estados financieros consolidados han sido medidos y expresados en esa moneda. La sociedad convierte partidas monetarias expresadas en moneda extranjera a los tipos de cambio vigentes a las fechas del balance y los ingresos y gastos a tipos de cambio promedios del año. Las utilidades y pérdidas cambiarias se incluyen en resultados.

(c) Efectivo equivalentes:

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

(d) 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. Las pérdidas por crédito históricamente han estado dentro del rango de las expectativas de la gerencia.

(e) 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 y de transporte.

(f) Activo fijo:

El activo fijo se registra al costo. Los intereses incurridos durante la construcción se capitalizan al costo del activo hasta que el activo esté en operaciones en la forma esperada por la administración. Las reparaciones de rutina y mantenimiento se cargan a gastos cuando se incurren. A intervalos regulares, la Compañía lleva a cabo un paro programado y la inspección (cambio) en sus plantas para realizar trabajos importantes de mantenimiento y reposición de catalizador. Los costos asociados con estos paros se capitalizan y se amortizan en el período hasta el próximo paro programado.

La depreciación y amortización generalmente se determina en base lineal, o en el caso de las operaciones de Nueva Zelanda, sobre la base unidades de gas consumido, a tasas calculadas para amortizar el costo del activo fijo desde el inicio de las operaciones comerciales a lo largo de sus vidas útiles estimadas hasta su valor residual estimado.

La sociedad periódicamente revisa el valor libro de sus activos para evaluar la pérdida de valor cuando existen circunstancias que indican que el valor de un activo pudiese no ser recuperable. Si se determina que los flujos no descontados de un activo son menores que su valor libro, el activo se castiga hasta su valor justo.

(g) Otros activos:

Los derechos de comercialización y producción 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. Los honorarios financieros incluidos en otros pasivos de largo plazo se amortizan como gasto financiero durante el periodo de vigencia del crédito sobre una base de interés efectiva.

(h) Obligaciones por retiro de activos:

La Sociedad reconoce obligaciones por retiros de activos para aquellas faenas donde se puede determinar razonablemente una estimación definitiva del valor justo de la obligación. La Sociedad estima el valor justo determinando el costo actual de mercado requerido para liquidar la obligación de retiro de activo y ajusta por la inflación hasta la fecha esperada de los gastos, y descuenta este monto a valor presente a la fecha en que la obligación se incurrió originalmente. Puesto que la obligación se registra inicialmente a su valor presente, se aumenta cada período, hasta la fecha estimada de liquidación. El gasto resultante se denomina gasto de acreción y se incluye en el costo ventas y gastos de la operación. Las obligaciones de retiro de activos no son reconocidas con respecto a activos con vida útil indefinida o indeterminable puesto que el valor justo de las obligaciones de retiro de activos no puede ser estimado razonablemente, debido a las incertidumbres de la ocurrencia de los gastos. La Sociedad revisa las obligaciones de retiro de activos periódicamente y ajusta la obligación según sea necesario para reflejar los cambios en los flujos de caja futuros estimados y los tiempos que subyacen a la medición del valor justo.

(i) Beneficios futuros de los empleados:

Las obligaciones devengadas por beneficio de pensión y gastos relacionados para planes de pensión de beneficios definidos se determinan utilizando rendimientos actuales de bonos de mercado para medir la obligación de beneficio de pensión devengada. Los ajustes a esta obligación devengada y el valor justo de los activos del plan que emanan de cambios en los supuestos actuariales, experimentan utilidades y pérdidas, y enmiendas al plan que superen 10% del valor mayor entre la obligación devengada y el valor justo de los activos del plan se amortizan con cargo a resultados sobre una base lineal, durante la vida útil restante promedio estimada del grupo de empleados. El costo de planes de beneficios definidos de aporte se reconoce en resultados sobre base devengada.

(j) Stock-based compensation:

La empresa otorga premios basados en acciones como un elemento de compensación. Los premios basados en acciones concedidos por la Compañía puede incluir las opciones sobre acciones, derechos revalorización de las acciones tándem, derechos de revalorización de las 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 reconocida como gastos de compensación durante el período 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 abona al capital de acciones. La Compañía utiliza el modelo de precios de opciones de Negro-Scholes para estimar el valor justo de cada opción de acciones en la fecha de la concesión.

Los derechos sobre la revalorización de acciones 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 le da al tenedor una elección entre ejercer una opción de acciones normal o un derecho sobre la revalorización de acciones. Los derechos de revalorización de acciones y los derechos de revalorización de acciones tándem se miden en función del valor intrínseco, la cantidad por la cual el valor de mercado de las acciones ordinarias excede el precio de ejercicio. Los cambios en el valor intrínseco se reconocen en resultados para la proporción del servicio que ha prestado en cada fecha de presentación de informes.

Las unidades de acciones diferidas, restringidas y de rendimiento son premios de acciones comunes nocionales 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. El valor justo de las unidades de acciones diferidas, restringidas y de rendimiento se mide inicialmente en la fecha de la concesión basada en el valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y se reconoce en resultados durante el periodo de los servicios relacionados. Los cambios en el valor justo se reconocen en resultados por la proporción del servicio que se ha prestado en cada fecha de presentación de informes.

Información adicional relacionada con el plan de opciones de acciones, los supuestos utilizados en el modelo de fijación de precios de opciones de Negro-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 10.

(k) Ingreso neto por acción ordinaria:

La Sociedad calcula el ingreso neto por acción ordinaria dividiendo el resultado neto 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 y la porción no reconocida del valor justo de las opciones de acciones se aplica a la recompra de acciones ordinarias al precio promedio de mercado para el período. Una opción de acciones se puede diluir solamente cuando el precio promedio de mercado de acciones ordinarias durante el período supera el precio de ejercicio de la opción de acciones. El ingreso neto diluido por acción ordinaria se calcula sin el efecto de los derechos de revalorización de acciones tándem.

Una conciliación del promedio ponderado de acciones ordinarias vigentes es la siguiente:

PARA LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2010	2009
Denominador para resultado neto básico por acción ordinaria	92,218,320	92,063,371
Efecto de opciones accionarias diluidas	1,285,248	625,139
Denominador para resultado neto diluido por acción ordinaria	93,503,568	92,688,510

Al 31 de diciembre de 2010, 1.590.270 opciones de acciones (2009 - 3.487.764 opciones de acciones) fueron excluidas del cálculo del promedio ponderado de acciones ordinarias diluida ya que su efecto habría sido anti-dilutivo.

(l) 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 traspaasa 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 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.

(m) Instrumentos Financieros:

Los instrumentos financieros deben clasificarse en una de 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 su efectivo y efectivo equivalente como mantenido para la venta. Las cuentas por cobrar se clasifican 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 el balance a valor justo, a no ser que estén exentos. 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 entra en, y designa como cobertura de flujo de caja ciertos contratos forward de venta de moneda para cubrir la exposición de cambio sobre ventas anticipadas. 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. La porción inefectiva de cambios en los valores justos de estos instrumentos de coberturas se reconocen en resultados inmediatamente.

(n) Impuestos a la renta:

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 en que la obtención de tales beneficios se considera más que probable.

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

(o) Gastos de exploración de petróleo y gas natural y gastos de desarrollo:

La Compañía aplica el método reconocimiento del costo total para contabilizar la inversión en el bloque Dorado Riquelme relacionada con gastos de exploraciones y desarrollo. De petróleo y gas. Bajo este método, se capitalizan todos los costos, incluyendo los costos internos y los costos de retiro de activos, directamente asociados con la adquisición, exploración y desarrollo de las reservas de gas natural. Los costos son consumidos y se amortizan utilizando la unidad de método de producción basado en la estimación de las reservas probadas. Los costos capitalizados sujetos a castigos incluyen los costos futuros estimados a ser incurridos en el desarrollo de las reservas probadas. Los costos de los proyectos importantes de desarrollo y los costos de adquisición y evaluación de importantes propiedades no comprobadas se excluyen de los costos sujetos a consumo hasta que se determine si las reservas probadas son atribuibles a las propiedades, o ha ocurrido deterioro. Los costos que se han deteriorado se incluyen en los costos sujetos a agotamiento y amortización.

Bajo la el método de contabilización del costo total, una evaluación de deterioro ("prueba límite") se realiza sobre una base anual para todos los activos petroleros y de gas. La pérdida por deterioro se reconoce en resultados cuando el valor libro no es recuperable y el valor libro excede su valor justo. El valor libro no es recuperable si el valor libro excede la suma de los flujos de caja de las reservas probadas no descontados. Si la suma de los flujos de caja es menor que el valor libro, la pérdida por deterioro se mide como la cantidad en que el valor libro exceda la suma de los flujos de caja descontados de las reservas probadas y probables. La Compañía efectuó la prueba límite máxima anual para su inversión en el bloque Dorado Riquelme y concluyó que nos existía deterioro al 31 de diciembre de 2010.

(p) Cambios anticipados en los principios contables generalmente aceptados de Canadá:

El Comité de Normas Contables de Canadá confirmó el 1 de enero 2011 como la fecha oficial de convergencia para que las empresas públicas Canadienses comiencen con la adopción de las Normas Internaciones de Contabilidad (IFRS), según las ha emitido el International Accounting Standards Board (IASB). En consecuencia, vamos a emitir nuestro primer estados financieros consolidados interinos de acuerdo con las NIIF emitidas por el IASB a partir del primer trimestre terminado al 31 de marzo de 2011, con resultados financieros comparativos para el año 2010. Tras la adopción de las NIIF, la Compañía ya no conciliará los estados financieros con los PCGA de EE.UU., como se presenta en la nota 20.

2. Utilidad en la venta de activos de Kitimat:

Durante el año 2010 la Compañía ejerció la opción de vender los activos Kitimat el terreno y terminal en la suma total de \$31.8 millones. El valor neto libro relacionado con los activos vendidos era \$9,6 millones, resultando en el reconocimiento de una utilidad de \$22,2 millones en 2010.

3. Cuentas por cobrar:

AL 31 DE DICIEMBRE	2010		2009	
Comerciales	\$	257,945	\$	191,002
Impuesto al valor agregado y otros impuestos por recuperar		43,495		56,264
Porción circulante financiamiento de GeoPark (nota 7)		8,800		8,086
Otros		9,787		2,066
	\$	320,027	\$	257,418

4. Inventarios:

Los inventarios se valorizan al más bajo, entre el costo, determinado en base primero en llegar primero en salir, y el valor neto realizable estimado. Sustancialmente todos los inventarios son metanol de producción propia y adquirida de terceros. 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 2010 fue \$1,604 millones (2009 - \$997 millones).

5. Activo fijo:

AL 31 DE DICIEMBRE	COSTO	DEPRECIACION ACUMULADA	VALOR LIBRO
2010			
Planta y equipos	\$ 2,618,802	\$ 1,475,323	\$ 1,143,479
Planta en construcción - Egipto	942,045	–	942,045
Activos petróleo y gas	92,634	20,092	72,542
Otros	116,203	60,433	55,770
	\$ 3,769,684	\$ 1,555,848	\$ 2,213,836
2009			
Planta y equipos	\$ 2,591,480	\$ 1,384,939	\$ 1,206,541
Planta en construcción - Egipto	854,164	–	854,164
Activos petróleo y gas	68,402	4,560	63,842
Otros	127,623	68,383	59,240
	\$ 3,641,669	\$ 1,457,882	\$ 2,183,787

6. Participación en el joint venture Atlas:

La Sociedad tiene una participación de 63,1% en el joint venture en Atlas Methanol Company (Atlas). Atlas posee una planta de producción de metanol de 1,7 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:

BALANCES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2010	2009
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 10,675	\$ 8,252
Otros activos circulantes	80,493	72,667
Activo fijo	231,978	240,290
Efectivo con restricción para provisión incobrables	12,548	12,920
Cuentas por pagar y provisiones	23,934	22,380
Deuda de largo plazo, incluyendo vencimientos corrientes (nota 8)	79,577	93,155
Impuestos diferidos	21,189	18,660

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS PARA LOS AÑOS TERMINADOS 31 DE DICIEMBRE	2010	2009
Ventas	\$ 180,314	\$ 194,314
Gastos	(165,282)	(158,611)
Resultado antes de impuestos	15,032	35,703
Impuestos	(3,972)	(6,127)
Resultado neto	\$ 11,060	\$ 29,576

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO PARA LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2010	2009
Flujos de efectivo proveniente de actividades operacionales	\$ 25,080	\$ 36,166
Flujos (egresos) de efectivo proveniente de actividades financieras	(14,032)	(14,032)
Flujos (egresos) de efectivo proveniente de actividades de inversión	(8,625)	(3,568)

7. Otros activos:

AL 31 DE DICIEMBRE	2010	2009
Derechos de comercialización y producción, neto de amortización acumulada (a)	\$ 11,600	\$ 19,099
GeoPark financiamiento (b)	17,068	37,969
Planes definidos de pensión de beneficios (nota 18)	16,007	16,003
Efectivo con restricciones (note 6)	12,548	12,920
Costos de financiamiento diferido, neto de amortización acumulada (c)	1,791	9,725
Otros	26,289	21,261
	\$ 85,303	\$ 116,977

(a) Marketing and production rights, net of accumulated amortization:

Para el año que terminó el 31 de diciembre de 2010, la amortización de derechos de comercialización y producción incluida en la depreciación y amortización fue de \$7,5 millones (2009 - \$8,0).

(b) GeoPark financiamiento:

En los últimos años, la Compañía proporcionó a GeoPark Chile Limitada (Geopark) \$57 millones (de los cuales \$32 millones se han pagado al 31 de diciembre de 2010) 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 2010, el saldo pendiente es de \$25,9 millones, de los cuales \$8,8 millones, que representa la porción corriente, se ha registrado en cuentas por cobrar.

(c) Costos de financiamiento diferido, neto de amortización acumulada:

Para el año que terminó el 31 de diciembre de 2010, la amortización de honorarios financieros diferidos incluido en gastos financieros fue de \$0,8 millones (2009 - \$0,6). Durante 2010, la Compañía giró completamente la deuda con recurso limitado de Egipto y reclasificó el saldo correspondiente a los gastos financieros diferidos incluidos en otros activos a deuda a largo plazo.

8. Obligaciones a largo plazo:

AL 31 DE DICIEMBRE	2010	2009
Documentos no garantizados:		
(i) 8.75% vence 15 de agosto de 2012 (retorno efectivo 8,88%)	\$ 199,112	\$ 198,627
(ii) 6.00% vence 15 de agosto de 2015 (retorno efectivo 6,10%)	148,908	148,705
	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 paga 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.	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.	14,816	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 19 cuotas semestrales a partir de Diciembre de 2011.	9,285	9,251
	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.	499,706	461,570
Otras deudas con garantías limitadas	19,638	12,187
Total deuda largo-plazo¹	946,941	914,244
Menos vencimientos circulantes	(49,965)	(29,330)
	\$ 896,976	\$ 884,914

¹ La deuda total se presenta neta de las honorarios financieros diferidos de \$18.5 millones al 31 de diciembre de 2010 (2009 - \$14,7 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.

Las otras deudas con garantías limitadas incluye una deuda con garantías limitada con un plazo remanente de aproximadamente nueve años con intereses pagaderos a tasa LIBOR más 0,75% y otra deuda con garantías limitadas con un plazo remanente de aproximadamente seis 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 2010 el abono sin movimiento de efectivo, sobre una base de interés efectivo, de estos costos financieros diferidos fue de \$1.1 millones (2009 – \$1.2 millones) y se incluyen en gastos financieros.

Los pagos mínimos de capital en total y en cada uno de los cinco años siguientes son como sigue:

2011	\$	49,552
2012		251,041
2013		58,368
2014		54,136
2015		200,114
Posteriormente		352,274
	\$	965,485

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 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 tiene \$ 200 millones de deuda sin garantías del banco renovable proporcionada por instituciones financieras altamente clasificadas que vence en mayo de 2012 y que contiene disposiciones de provisiones e incumplimiento, además de las de los documentos sin garantías como se describe anteriormente. Los convenios importantes y las disposiciones por incumplimiento de estos convenios son:

- a) 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 recurso limitado,
- b) 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
- c) 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 finalización de la construcción de la planta y puesta en marcha a más tardar el 30 de septiembre de 2011. Estas condiciones incluyen una prueba de confiabilidad de la planta de 90 días y la finalización de determinados registros de títulos de propiedad e hipotecas relacionadas que requieren acciones por parte de entidades gubernamentales.

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 2010, la administración cree que la Compañía cumple con todos los pactos y las disposiciones de incumplimiento mencionados anteriormente.

9. Otras obligaciones a largo plazo:

AL 31 DE DICIEMBRE	2010		2009
Obligaciones por retiro de activos (a)	\$	16,241	\$ 16,134
Obligaciones leasing financieros (b)		10,755	15,921
Obligaciones por compensaciones basadas acciones (nota 10 (b) and 10 (c))		47,250	21,411
Valor justo de instrumentos financieros derivados (nota 16)		43,488	33,284
Convenios de retiro de Chile (nota 18)		24,163	19,785
		141,897	106,535
Menos vencimientos a corto plazo		(13,395)	(9,350)
	\$	128,502	\$ 97,185

(a) Obligaciones por retiro de activos:

La Sociedad ha devengado por concepto de obligaciones de retiro de activos en relación con aquellas plantas donde se puede hacer una estimación razonablemente definitiva del valor justo de la obligación. Debido a las incertidumbres en la estimación de costos futuros y la sincronización de los desembolsos en relación con las plantas identificadas los montos actuales pueden diferir de los montos estimados. Durante el año terminado al 31 de Diciembre de 2010, gastos de efectivo aplicados contra las obligaciones de retiro de activos acumulados fue \$0.2 (2009 \$0.0 millones). Al 31 de Diciembre de 2009, el monto total no descontado de flujos de caja estimados requeridos para cumplir con la obligación era de \$17,0 millones (2009 - \$17,8 millones).

(b) Obligaciones leasing financiero:

Al 31 de diciembre de 2010, la Sociedad tiene una obligación de leasing financiero relacionada con un barco de carga oceánico. Los pagos de leasing mínimos futuros en total y hasta su vencimiento 2012 es \$10.8 millones, neto de \$6.4 millones por costos de intereses imputados de ejecución.

10. Compensaciones basada en acciones:

La Sociedad proporciona remuneración basada en acciones a sus directores y ciertos empleados a través del otorgamiento de opciones de acciones, derechos de revaporización de acciones tandem, derechos de revalorización de acciones y unidades de acciones diferidas, restringidas o de rendimiento.

(a) Opciones de acciones:

Al 31 de diciembre de 2010, la Sociedad tenía 2,495,458 acciones ordinarias reservadas para futuros otorgamientos de opciones de acciones y derechos de revaporización de acciones tandem 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 a 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 7 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 2010 y 2009 son las siguientes:

	OPCIONES DENOMINADAS EN CAD ¹		OPCIONES DENOMINADAS EN USD	
	NUMERO DE OPCIONES DE OPCIONES ACCIONES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO DE EJERCICIO	NUMERO DE OPCIONES DE OPCIONES ACCIONES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO DE EJERCICIO
Vigentes al 31 diciembre 2008	76,450	\$ 6.95	3,743,117	\$ 23.27
Otorgadas	-	-	1,361,130	6.33
Ejercidas	(20,100)	5.26	(21,750)	8.72
Anuladas	(1,000)	5.85	(84,255)	20.46
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

¹ Todas las opciones denominadas en CAD están vigentes y se pueden ejercer al 31 de diciembre, 2010.

La información en relación con las opciones de acciones de incentivo vigentes al 31 de diciembre, 2010 es la siguiente:

RANGO DE PRECIOS AL EJERCER	OPCIONES VIGENTES AL 31 DE DICIEMBRE 2010			OPCIONES EJERCIBLES AL 31 DE DICIEMBRE 2010	
	PROMEDIO PONDERADO VIDA CONTRACTUAL RESTANTE	CANTIDAD DE OPCIONES VIGENTES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO EJERCICIO	CANTIDAD DE OPCIONES EJERCIBLES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO EJERCICIO
Opciones denominadas en USD					
\$ 6.33 to 11.56	4.9	1,356,780	\$ 6.53	479,570	\$ 6.90
\$ 17.85 to 22.52	2.0	1,256,000	20.27	1,256,000	20.27
\$ 23.92 to 28.43	3.8	1,961,477	26.69	1,529,168	26.39
	3.6	4,574,257	\$ 18.95	3,264,738	\$ 21.17

(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 Black Scholes con los siguientes supuestos:

PARA LOS AÑOS TERMINADOS 31 DE DICIEMBRE	2010	2009
Tasa de interés libre de riesgos	1.7%	1.8%
Rendimiento esperado de dividendos	2%	2%
Vida esperada de opciones	4 years	5 years
Volatilidad esperada	47%	44%
Rechazos esperados	5%	5%
Promedio ponderado valor justo de opciones otorgadas (US\$ por acción)	\$7.59	\$2.06

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2010, el gasto por compensación relacionado con opciones de acciones fue de \$2,4 millones (2009 - \$4,4 millones).

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

Durante 2010, el plan de opciones de acciones de la Compañía fue enmendado para incluir los derechos de apreciación de acciones tándem ("TSARs") y un nuevo plan fue presentado para los derechos de apreciación de acciones ("SARs"). Un SAR, le confiere al tenedor el derecho a recibir un pago en efectivo equivalente a la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio. Un TSAR le confiere al tenedor la elección entre ejercer la opción sobre acciones ordinarias o renunciar a la opción a cambio de un pago en efectivo equivalente a la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio. 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.

(i) SARs y TSARs vigentes:

SARs y TSARs vigentes al 31 de diciembre 2010:

	Derechos Revalorización Acciones		Derechos Revalorización Acciones Tandem	
	NUMERO DE UNIDADES	PRECIO EJERCICIO	NUMERO DE UNIDADES	PRECIO EJERCICIO
Vigentes al 31 de Diciembre 2009	-	\$ -	-	\$ -
Otorgadas	394,065	25.22	735,505	25.19
Ejercidas	-	-	-	-
Anualadas	(5,100)	25.22	-	-
Vigentes al 31 de Diciembre 2010	388,965	\$ 25.22	735,505	\$ 25.19

(ii) Gasto por compensación relacionado con SARs y TSARs:

Los gastos de compensación para SARs y TSARs se miden inicialmente en base a su valor intrínseco y es reconocido en el período de años de servicios respectivo. El valor intrínseco se mide por la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la compañía y el precio de ejercicio de una unidad. Los cambios en el valor intrínseco se reconocen en resultados por la proporción de los años de servicios prestados en cada periodo de reportes financieros. El valor intrínseco al 31 de diciembre 2010 fue \$5.8 millones comparado con el pasivo registrado de \$3.4 millones. La diferencia entre el valor intrínseco y el pasivo registrado de \$2.4 millones será reconocido al promedio ponderado del período de servicio restante de aproximadamente 2.2 años. Para el año terminado al 31 de Diciembre 2010, los gastos de compensación relacionados con SARs y TSARs incluido en el costo de ventas y gastos de la operación fue \$3.4 millones (2009 - cero).

(c) Unidades de acciones diferidas, restringidas y rendimiento:

Unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño vigentes al 31 de Diciembre de 2010, son las siguientes:

	NÚMERO DE UNIDADES DE ACCIONES DIFERIDAS	NÚMERO DE UNIDADES DE ACCIONES RESTRINGIDAS	NÚMERO DE UNIDADES DE ACCIONES DE RENDIMIENTO
Vigentes al 31 de Diciembre 2008	411,395	12,523	1,057,648
Otorgadas	125,858	15,200	396,470
Otorgadas a cambio de dividendos	24,543	1,354	52,789
Rescatadas	(56,620)	(6,599)	(395,420)
Anuladas	-	-	(32,675)
Vigentes 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)
Vigentes al 31 de Diciembre 2010	557,187	46,604	1,169,617

El valor justo de las unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño se mide inicialmente al valor de la fecha del otorgamiento, 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 2010 fue de \$53.8 millones, (2009 – \$26.7 millones) comparado con la obligación registrada de \$43.8 millones (2009 – \$21.4 millones). La diferencia entre el valor justo y la obligación registrada al 31 de Diciembre de 2010 de \$10.0 millones se reconocerá durante el período de servicio promedio ponderado que reste, de aproximadamente 1,5 años.

Para el año terminado al 31 de Diciembre de 2010, el gasto por compensación relacionado con unidades de acciones diferidas, restringidas y de desempeño fue \$25.7 millones (2009 - \$8.2 millón). Este incluye un gasto \$16.3 millones (2009 – \$0.9 millón) relacionado con el efecto del cambio en el precio de las acciones de la Compañía para año terminado al 31 de Diciembre 2010.

11. Gastos en intereses:

PARA LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2010		2009
Gasto en intereses antes de intereses capitalizados	\$	62,313	\$ 59,799
Menos intereses capitalizados proyecto en construcción en Egipto		(38,075)	(32,429)
Gasto por intereses	\$	24,238	\$ 27,370

Los intereses incurridos durante la construcción y la etapa de puesta en marcha de la planta de metanol en Egipto se capitalizan hasta que la planta esté en operaciones en la forma planificada por la administración. La Compañía cuenta con financiamiento con garantías limitadas por \$530 millones para su proyecto joint venture para construir una planta de 1.26 millones de toneladas anuales de metanol en Egipto. La compañía ha firmado contratos de swap de tasas de interés 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. Para el año terminado al 31 de diciembre 2000 los costos de intereses de \$38.1 millones (2009 - \$32.4 millones) relacionados con este proyecto fueron capitalizados, incluyendo intereses por swaps.

12. Información Segmentada:

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

Durante los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, las ventas atribuidas a regiones geográficas, basándose en la ubicación de los clientes, son las siguientes:

	ESTADOS UNIDOS		CANADA		EUROPA		CHINA		COREA		OTROS ASIA		AMERICA LATINA	TOTAL		
Ventas																
2010	\$	469,494	\$	142,347	\$	454,130	\$	350,578	\$	216,232	\$	127,242	\$	206,560	\$	1,966,583
2009	\$	354,605	\$	106,437	\$	198,205	\$	195,315	\$	135,479	\$	83,039	\$	125,089	\$	1,198,169

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el valor libro neto del activo fijo por país es como sigue:

	EGIPTO		CHILE		TRINIDAD		NUEVA ZELANDA		CANADA		COREA		OTROS		TOTAL	
Activo Fijo																
2010	\$	942,045	\$	658,412	\$	461,247	\$	86,491	\$	15,596	\$	14,038	\$	36,007	\$	2,213,836
2009	\$	854,164	\$	687,313	\$	488,655	\$	86,730	\$	17,101	\$	14,840	\$	34,984	\$	2,183,787

13. Impuesto a la renta y otros impuestos:

(a) Impuesto a la renta cargado a resultados:

La Sociedad opera en varias jurisdicciones tributarias y por lo tanto sus ingresos están sujetos a diversas tasas de impuestos. El gasto por impuestos a la renta difiere de los montos que se obtendrían aplicando la tasa de impuesto a la renta de Canadá a los resultados del año respectivo antes de impuestos. Estas diferencias son las siguientes:

AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2010		2009
Tasa de impuesto legal de Canadá		28.5%	30.0%
Gasto (recuperación) por impuestos a la renta calculado con tasa impositiva legal de Canadá	\$	38,794	\$ (1,060)
Aumento (disminución) en los impuestos provenientes de:			
Aumento (disminución) en los impuestos provenientes de:		5,982	(5,499)
Pérdidas tributarias liberadas anteriormente y diferencias temporarias		(13,173)	—
Otros		2,785	2,285
Total income tax expense (recovery)	\$	34,388	\$ (4,274)

(b) Impuesto diferido neto por impuesto a la renta:

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

AL 31 DE DICIEMBRE	2010		2009
Obligaciones por impuestos diferidos:			
Activo fijo	\$	232,558	\$ 234,162
Otros		136,967	121,668
		369,525	355,830
Activo por impuestos diferidos:			
Pérdidas tributarias acumuladas non-capital		98,392	126,014
Activo fijo		7,622	17,842
Otros		98,561	74,310
		204,575	218,166
Valuación activo diferido por impuestos a la renta		(142,915)	(162,846)
		61,660	55,320
Pasivos diferido por impuestos a la renta netos	\$	307,865	\$ 300,510

Al 31 de Diciembre de 2010, la Sociedad tenía pérdidas tributarias acumuladas que no eran de capital disponibles para efectos tributarios de aproximadamente \$172 millones en Canadá y aproximadamente \$102 millones en Nueva Zelanda. En Canadá estas pérdidas vencen en el período 2014 a 2015, inclusive. En Nueva Zelanda las pérdidas acumuladas no tienen una fecha de vencimiento.

(c) Contingencia tributaria:

El Servicio de Impuesto Interno de Trinidad y Tobago emitió una resolución en contra nuestra subsidiaria Methanex Trinidad (Titán) Unlimited, en relación al año financiero 2003 y 2004. La resolución tiene relación con el impuesto diferido por cargo de depreciación durante los cinco años de exención de impuesto que terminó en 2005. El impacto del monto en disputa al 31 de Diciembre 2010 es de US\$26 millones aproximadamente de impuesto corriente y US\$23 millones de impuestos futuros, excluyendo cargos por intereses.

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

14. 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 2010 y 2009 fueron las siguientes:

AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2010		2009
Aumento (disminución) capital de trabajo sin movimiento de efectivo:			
Cuentas por cobrar	\$	(62,609)	\$ (43,999)
Inventarios		(58,768)	6,083
Gastos anticipados		(2,984)	(7,053)
Cuentas por pagar y provisiones		17,806	(2,445)
		(106,555)	(47,414)
Ajustes por ítems que no tienen movimiento de efectivo		5,499	733
Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de efectivo con efecto de efectivo	\$	(101,056)	\$ (46,681)
Estos cambios dicen relación con las siguientes actividades::			
Operación	\$	(98,706)	\$ (18,253)
Inversión		(2,350)	(28,428)
Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de efectivo	\$	(101,056)	\$ (46,681)

15. 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 pago de dividendos y recompra de acciones.

AL 31 DE DICIEMBRE	2010	2009
Liquidez:		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 193,794	\$ 169,788
Egipto, Financiamiento con garantías limitadas no girado	–	58,048
Líneas de crédito no giradas	200,000	200,000
Total liquidez	\$ 393,794	\$ 427,836
Capitalización:		
Documentos no garantizados	\$ 348,020	\$ 347,332
Créditos con garantías limitadas, incluyendo porción corto plazo	598,921	566,912
Total deuda	946,941	914,244
Interés minoritario	146,099	133,118
Patrimonio	1,276,627	1,236,086
Total capitalización	\$ 2,369,667	\$ 2,283,448
Total deuda a capitalización¹	40%	40%
Deuda neta a capitalización²	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 vigentes de los empleados.

La línea de crédito no girada por un monto de \$200 millones es proporcionada por entidades financieras altamente clasificadas, vence en mayo 2012 y está sujeta a ciertas restricciones y otros cumplimientos. La Nota 8 proporciona más detalles sobre los convenios financieros y otros.

16. 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 a la fecha de balance a valor justo. Los instrumentos financieros derivados se clasifican como mantenidos para ser comercializados y se registran en el balance general 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 31 DE DICIEMBRE	2010	2009
Activos financieros:		
Activos financieros mantenidos para la venta:		
Efectivo y efectivo equivalente ¹	\$ 193,794	\$ 169,788
Provisión incobrable, saldo incluido en otros activos ¹	12,548	12,920
Préstamos y cuentas por cobrar:		
Cuentas por cobrar, excluye porción corriente del financiamiento de GeoPark	316,070	249,332
Financiamiento GeoPark, incluye porción corto plazo (nota 7)	25,868	46,055
Total activos financieros²	\$ 548,280	\$ 478,095
Pasivos financieros:		
Otros pasivos financieros:		
Cuentas por pagar y provisiones	\$ 250,730	\$ 232,924
Deuda a largo plazo, incluye porción corriente	946,941	914,244
Pasivos financieros mantenidos para la venta:		
Instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja ¹	43,488	33,185
Instrumentos derivados	–	99
Total pasivos financieros	\$ 1,241,159	\$ 1,180,452

¹ El efectivo y efectivo equivalente y provisión incobrable se valorizan a su valor justo basado en precios cotizados en mercados activos para activos idénticos y los swaps de tasa de interés de Egipto designado como cobertura de flujo de efectivo se miden a valor justo sobre la base de los precios cotizados en mercados no activos recibidos de las entidades pares.

² El valor libro de los activos financieros representa la exposición máximo nivel al riesgo de créditos a 31 de diciembre 2010.

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 28 de septiembre 2007 al 31 de marzo 2015.

Al 31 de diciembre 2010, estos contratos swap de tasa de interés tienen un monto nocional vigente de \$368 millones. El monto nocional disminuye durante el periodo de pago. Al 31 de diciembre 2010 estos contratos swap de tasa de interés, tienen un valor justo negativo de \$43.5 millones (2009 - \$33.2 millones), 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 ingresos integrales.

El valor justo de los instrumentos financieros derivados de la Compañía como se indicó anteriormente se determina en base a precios de mercado recibidos de terceros y ajustado por el riesgo de crédito.

La Compañía está expuesta a pérdidas relacionadas con créditos en caso de incumplimiento por terceros tenedores de instrumentos financieros derivados, pero no espera que ninguno de éstos deje de cumplir con sus obligaciones. La empresa sólo se relaciona con entidades altamente clasificadas, por lo general las instituciones financieras principales. La Compañía está expuesta al riesgo de crédito cuando hay un valor justo positivo de instrumentos financieros derivados a la fecha de presentación de informes. El monto máximo que estaría en riesgo si los contratantes de instrumentos financieros derivados con valores justos positivos no cumpliera con los contratos fue cero al 31 de diciembre de 2010 (2009 - cero).

El valor libro de los instrumentos financieros de la Compañía se aproxima al valor justo, excepto por los siguientes:

AL 31 DE DICIEMBRE	2010		2009	
	VALOR LIBRO	VALOR JUSTO	VALOR LIBRO	VALOR JUSTO
Deuda largo-plazo	\$ 946,941	\$ 951,388	\$ 914,244	\$ 840,577

No hay mercado para documentos con garantías limitadas el valor justo se estima con referencia a precios actuales de mercado para documentos con condiciones y características similares. El valor justo de los documentos sin garantías fue calculado con referencia a un número limitado de pequeñas transacciones al final de 2010 y 2009. El valor justo de los documentos no garantizados de la Compañía fluctuara hasta su vencimiento.

17. 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 commodity 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 y Egipto, y contratos de un plazo menor de abastecimiento de gas natural para sus operaciones en Nueva Zelanda. 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 del commodity. El componente de precio variable es ajustado por medio de formulas relacionadas con el precio del metanol por sobre cierto nivel.

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 31 DE DICIEMBRE	2010		2009
Deuda con tasa de interés fija:			
Documentos no garantizados	\$	348,020	\$ 347,332
Atlas, deuda con garantías limitadas (63.1% participación proporcional)		70,292	76,833
	\$	418,312	\$ 424,165
Deuda con tasa de interés variable:			
Atlas, deuda con garantías limitadas (63.1% participación proporcional)	\$	9,285	\$ 16,322
Egipto, líneas de crédito con garantías limitadas		499,706	461,570
Otras líneas de crédito con garantías limitadas		19,638	12,187
	\$	528,629	\$ 490,079

La Compañía ha firmado contratos swaps de tasa de interés para cubrir la variabilidad en los pagos de intereses base LIBOR de su línea de crédito con garantías limitadas de Egipto, descrito en la nota 16. El monto nocional disminuye durante el periodo de pagos. El impacto general de estos contratos es intercambiar (swap) los pagos de intereses base LIBOR a una tasa fija de 4,8% en promedio más un margen sobre aproximadamente 75% de la deuda con garantías limitada de Egipto para el periodo hasta 31 de marzo 2015. El valor justo de los flujos de caja de tasas de interés swap fue de \$43.5 millones negativo al 31 de diciembre 2010. El cambio en el valor justo del swap de tasa de interés asumiendo un cambio de 1% en las tasas de interés en línea con la curva de retorno sería \$15.0 millones al 31 de diciembre 2010 (2009 – \$16.1 millones). Estos swaps de tasas de interés han sido designados como coberturas de flujos de efectivo, lo que resulta en que la porción efectiva de los cambios en su valor justo se registra en otros resultados integrales.

Para deuda a tasa de interés fija, un cambio de 1% en la tasa de interés resultaría en un cambio en el valor justo de la deuda de \$11.5 millones al 31 de diciembre 2010 (2009 – \$13.9 millones).

Para deuda con tasa de interés variable sin cobertura, un cambio de 1% en al tasa LIBOR resultaría en un cambio en el pago de interés anual, \$1.6 millones al 31 de diciembre 2010 (2009 – \$1.4 millones).

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 un commodity 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 2010, la Compañía registra un activo de capital de trabajo neto de \$74.3 millones (2009 – \$25.5 million) en monedas diferentes al dólar de USA. Al 31 de diciembre 2010 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 \$7.0 millones, (2009 – \$3 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 que se ajusta 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 2010, la Compañía mantiene \$194 millones de efectivo y efectivo equivalente. Adicionalmente, la Compañía tiene una línea de crédito no girada de \$200 millones que vence en mayo de 2012, 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		VALOR LIBRO	FLUJO DE CAJA CONTRACTUAL	1 AÑO O MENOS	1 - 3 AÑOS	3 - 5 AÑOS	MAS DE 5 AÑOS
Cuentas por pagar y otros ¹	\$	219,731	\$ 219,731	219,731	—	—	—
Deuda largo-plazo ²		946,941	1,158,761	90,868	366,152	295,278	406,463
Egypt swap de tasa de interes		43,488	46,488	15,398	23,791	7,299	—
	\$	1,210,160	\$ 1,424,980	\$ 325,997	\$ 389,943	\$ 302,577	\$ 406,463

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 2010.

(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 si sola. Históricamente las pérdidas por crédito mercantil han sido mínimas y al 31 de Diciembre 2010 las cuentas por cobrar en forma sustancial estan 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 solo 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 solo 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.

18. 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. Información relacionada con los planes de beneficio de pensiones definidos de la Sociedad, en total, es la siguiente:

AL 31 DE DICIEMBRE	2010	2009
Obligaciones devengadas de beneficios:		
Saldo, comienzo del año	\$ 61,643	\$ 50,020
Costo corriente de servicio	2,329	2,271
Costo de intereses sobre obligaciones acumuladas de beneficios	3,540	3,088
Pagos de beneficios	(3,220)	(7,602)
Ganancia por reducción	-	(709)
Pérdidas actuariales	2,204	4,266
Foreign exchange loss	3,576	10,309
Saldo, fin de año	70,072	61,643
Valor justo de activos del plan:		
Saldo, comienzo del año	42,103	31,864
Retornos anuales de activos del plan	2,993	4,271
Aportes	1,229	8,555
Pagos de beneficios	(3,220)	(7,602)
Ganancias por diferencia de cambio	2,273	5,015
Saldo, fin de año	45,378	42,103
Posición no financiada	24,694	19,540
Pérdidas actuariales no amortizadas	(16,531)	(15,758)
Obligaciones devengadas de beneficios, netos	\$ 8,163	\$ 3,782

La Sociedad tiene un acuerdo de jubilación no financiado para sus empleados en Chile que será financiado al momento de la jubilación de acuerdo a la ley chilena. Al 31 de Diciembre de 2010, las obligaciones de beneficios devengadas, neto está formado por \$24,2 millones registrado en otras obligaciones de largo plazo por los acuerdos de jubilación no financiado en Chile y \$16,0 millones registrado en otros activos por los planes de beneficios definidos en Canadá y Europa. El beneficio devengado para los planes de jubilación no financiados en Chile se paga cuando un empleado se retira de acuerdo con la normativa chilena.

Los planes de beneficios definidos de la Sociedad para los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son como sigue:

PARA LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2010	2009
Gasto plan de pensiones de beneficios netos definidos:		
Costo corriente de servicio	\$ 2,329	\$ 2,271
Costo de intereses beneficio devengado	3,540	3,088
Retornos actuales de activos del plan	(2,993)	(4,271)
Liquidación y término del beneficio	-	1,521
Pérdidas actuariales	2,204	3,557
Otros	64	481
	\$ 5,144	\$ 6,647

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 2007 en Canadá. Los siguientes informes actuariales para fines de financiamiento para los planes de pensiones definidos de Canadá están programados para el año terminado 2011 y fechado 31 de diciembre 2010.

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

	2010	2009
Obligación de beneficio al 31 de diciembre:		
Promedio ponderado de tasa de descuento	5.43%	5.86%
Tasa de aumento de compensación	4.15%	4.14%
Gasto neto para el año que terminó el 31 de Diciembre:		
Promedio ponderado de tasa de descuento	5.91%	6.08%
Tasa de aumento de compensación	4.44%	4.54%
Tasa esperada de retorno sobre activos por plan	7.00%	7.00%

La asignación de activos para los activos definidos de planes de beneficios al 31 de diciembre de 2010 y 200 es la siguiente:

AL 31 DE DICIEMBRE	2010	2009
Acciones	47%	46%
Bonos	25%	24%
Efectivo y otros valores de corto plazo	28%	30%
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 utilidades por 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 2010 fue de \$3,4 millones (2009 - \$3,3 millones).

19. Compromisos y contingencias:**(a) Contratos de compras, acepte-pague y compromisos relacionados:**

La Sociedad tiene compromisos bajo contratos de abastecimiento de gas natural acepte-pague para comprar cantidades anuales de suministros de materia prima y pagar la capacidad de transporte relacionada con estos suministros hasta 2034. El compromiso mínimo estimado bajo estos contratos, excluyendo contratos de abastecimiento de gas natural de Argentina es el siguiente:

2011		2012		2013		2014		2015		POSTERIOR	
\$	237,104	\$	240,107	\$	149,787	\$	150,260	\$	112,014	\$	1,423,921

(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. Estos contratos tienen fecha de término entre 2017 y 2025 y representan un compromiso futuro total de aproximadamente \$1 billón al 31 de Diciembre, 2010. 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 y equipos, como sigue:

2011		2012		2013		2014		2015		POSTERIOR	
\$	141,984	\$	125,545	\$	115,279	\$	95,687	\$	65,979	\$	408,501

(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 de un adicional de 1,17 millones de toneladas por año de suministro de metanol toma libre cuando estas plantas operan a plena capacidad. Al 31 de Diciembre 2010 la Compañía se ha comprometido a comprar metanol bajo contratos toma libre por 375,000 toneladas aproximadamente para 2011 y 286,000 toneladas para el 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.

20. Principios de contabilidad generalmente aceptados de Estados Unidos:

La Sociedad aplica los principios de contabilidad generalmente aceptados de Canadá ("GAAP de Canadá") que son diferentes en ciertos aspectos de aquellos aplicables en Estados Unidos y de las prácticas prescritas por la Comisión estadounidense de Bolsas y Valores ("GAAP de EE.UU."). Las diferencias importantes entre los GAAP de Canadá y los GAAP de EE.UU. con respecto a los estados financieros consolidados de la Sociedad y para los años que terminaron el 31 de Diciembre de 2010 y 2009 son las siguientes:

	2010		2009	
	GAAP DE CANADA	GAAP DE USA	GAAP DE CANADA	GAAP DE USA
BALANCE CONSOLIDADO CONDENSADO AL 31 DE DICIEMBRE				
ACTIVOS				
Activos circulantes	\$ 771,020	\$ 771,020	\$ 622,653	\$ 622,653
Activo fijo (a)	2,213,836	2,242,503	2,183,787	2,214,366
Otros activos (d) (g)	85,303	91,873	116,977	122,055
	\$ 3,070,159	\$ 3,105,396	\$ 2,923,417	\$ 2,959,074
PASIVOS Y PATRIMONIO				
Pasivos corrientes (c)	\$ 314,090	\$ 321,724	\$ 271,604	\$ 277,309
Deuda de largo plazo (g)	896,976	915,521	884,914	899,632
Otros pasivos de largo plazo (b) (d)	128,502	137,068	97,185	103,303
Impuestos a la renta diferidos (d) (f)	307,865	316,304	300,510	309,559
Interés minoritario (h)	146,099	—	133,118	—
Patrimonio:				
Acciones de capital (a) (b)	440,092	846,635	427,792	833,959
Capital pagado adicional	—	26,056	—	26,939
Excedente aportado	26,308	—	27,007	—
Utilidades retenidas	850,691	451,390	806,158	414,230
Otros resultados integrales pérdida acumulada (d)	(40,464)	(55,401)	(24,871)	(38,975)
Interés minoritario (h)	—	146,099	—	133,118
	1,276,627	1,414,779	1,236,086	1,369,271
	\$ 3,070,159	\$ 3,105,396	\$ 2,923,417	\$ 2,959,074

	2010	2009
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS PARA LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE		
Resultado neto de conformidad con los GAAP de Canadá	\$ 101,733	\$ 738
Agregar (deducir) ajustes de:		
Depreciación y amortización (a)	(1,911)	(1,911)
Compensaciones basadas en acciones (b)	(4,202)	(130)
Incertidumbres en impuestos (c)	(1,929)	(2,136)
Efecto del impuesto a la renta de los ajustes anteriores (f)	669	669
Resultado neto conforme con GAAP de EE.UU.	\$ 94,360	\$ (2,770)
Información por acción de conformidad con GAAP de EE.UU.:		
Resultado neto diluido por acción	\$ 1.02	\$ (0.03)
Resultado neto diluido por acción	\$ 1.01	\$ (0.03)

	2010		2009	
	GAAP DE CANADA	AJUSTES	GAAP DE USA	GAAP DE USA
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADO INTEGRALES PARA EL AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE				
Resultado Neto	\$ 101,733	\$ (7,373)	\$ 94,360	\$ (2,770)
Cambios en valor justo de contratos forward de moneda, neto de impuesto	—	—	—	36
Cambios en valor justo de swap de tasa de interés, neto de impuesto	(15,593)	—	(15,593)	(882)
Cambio relacionada con pensiones, neto de impuesto (d)	—	(833)	(833)	1,253
Ingreso (pérdida) integral	\$ 86,140	\$ (8,206)	\$ 77,934	\$ (2,363)

	2010		2009	
	CANADIAN GAAP	ADJUSTMENTS	US GAAP	US GAAP
ESTADOS CONSOLIDADOS ACUMULADOS DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES PARA LOS AÑOS TERMINADOS 31 DE DICIEMBRE				
Saldo, inicio del año	\$ (24,871)	\$ (14,104)	\$ (38,975)	\$ (39,382)
Cambio en valor justo de contratos de cambio forward, neto de impuesto	—	—	—	36
Cambios en valor justo de contratos swap de tasa de interés, neto de impuesto	(15,593)	—	(15,593)	(882)
Cambios relacionados con pensiones, neto de impuesto (d)	—	(833)	(833)	1,253
Resultado integral acumulado	\$ (40,464)	\$ (14,937)	\$ (55,401)	\$ (38,975)

(a) Combinación de negocios:

Con vigencia al 1° de enero de 1993, la Sociedad combinó su negocio con un negocio de metanol ubicado en Nueva Zelanda y Chile. Bajo los GAAP de Canadá, se registró la combinación de negocios utilizando el método de combinación de intereses. Bajo los GAAP de EE.UU., la combinación de negocios habría sido contabilizada como una compra identificando a la Sociedad como adquirente. Para efectos de los GAAP de EE.UU., el activo fijo al 31 de Diciembre de 2010 ha aumentado en \$28,7 millones (2009 - \$30,6 millones) para reflejar la combinación de negocios como una adquisición. Para el año que terminó el 31 de Diciembre de 2010, se ha registrado un ajuste para aumentar el gasto por depreciación en \$1,9 millones (2008 - \$1,9 millones) de conformidad con los GAAP de EE.UU.

(b) Compensación basada en acciones:

Durante 2010, la Compañía concedió 394.065 derechos de apreciación de acciones ("SAR") y 735.505 derechos de apreciación de acciones tándem ("TSAR"). Un SAR, confiere al tenedor el derecho a recibir un pago en efectivo equivalente a la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio basado en el precio de cierre a la fecha de la concesión. Un TSAR confiere al tenedor una elección entre el ejercer opciones sobre acciones regulares o renunciar a la opción por un pago en efectivo equivalente a la diferencia entre el precio de una acción común y el precio de ejercicio. Consulte la nota 8 para más detalles sobre SARs y TSARs.

Bajo los PCGA canadienses, ambos SARs y TSARs se contabilizan según el método de valor intrínseco. El valor intrínseco se mide por la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio. Al 31 de Diciembre de 2010, los gastos de compensación relacionados con el SARs y TSARs de acuerdo a los PCGA canadienses fue \$3.4 millones ya que el precio de mercado fue mayor que el precio de ejercicio. Bajo los PCGA de EE.UU., los SARs y TSARs tienen que ser valorados por el método del valor justo. Los cambios en el valor justo se reconocen en resultados en proporción a los años de servicio transcurridos en cada fecha de presentación de informes. La Compañía utiliza el modelo de precios de opciones de Black-Scholes para determinar el valor justo de SARs y TSARs y esto ha resultado en un aumento en el costo de ventas y gastos de operación de \$0.3 millón y \$4.2 millones para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre 2010, respectivamente.

(c) Contabilización de posiciones inciertas de Impuestos a la Renta:

Para registrar las posiciones inciertas de impuestos los PCGA de EE.UU. establecen una escala para reconocer y atributos de medición para reconocer y medir en los estados financieros una posición tributaria tomada, o que se espera tomar, en una declaración de impuesto. De acuerdo con PCGA de EE.UU. un cargo de \$1.9 millón (2009 – \$2.1 millón) fue registrado para año terminado al 31 de Diciembre de 2010.

(d) Planes de pensión de beneficio definidos:

Los GAAPs de EE.UU. requieren que la Compañía mida el financiamiento de los beneficios por planes de pensiones definidos a la fecha de balance y reconozca las diferencias no registradas de exceso o déficit de financiamiento, como un activo o pasivo, registrando el cambio en patrimonio, en otros ingresos integrales. Al 31 de Diciembre 2010, el impacto para la Compañía de la aplicación de esta norma es el reconocimiento de pérdidas por gastos actuariales diferidos no reconocidos de acuerdo a GAAP Canadiense de \$16.5 millones (2009 – \$15.7 millones, neto de impuesto recuperable de \$1.6 millones (2009 - \$1.6 millones) a pérdidas acumulados integradas con la correspondiente disminución en otros activos de \$12.0 millones (2009 – \$9.6 millones), y un aumento en otros pasivos a largo plazo de \$4.5 millones (2009 – \$6.1 millones).

(e) Interest in Atlas joint venture:

Los GAAPs de EE UU. requieren que se contabilicen los intereses en joint venture bajo el método de valor patrimonial. Los GAAPs Canadienses requieren la consolidación proporcional de participaciones en joint venture. La Compañía no ha realizado un ajuste en esta conciliación por esta diferencia de principio contable debido a que el impacto de aplicar el método de valor patrimonial proporcional no resulta en ningún cambio en los resultados netos, o en el patrimonio de los accionistas. Esta discrepancia con los GAAPs de EE UU. es aceptada para los emisores privados extranjeros bajo las prácticas que estipula la Securities and Exchange Commission de EE.UU. Detalles de la participación de la Compañía en Atlas se proporcionan en la nota 6.

(f) Contabilización de impuestos a la renta:

Las diferencias en el impuesto a la renta incluyen el efecto del impuesto a la renta de ajustes relacionados con diferencias contables entre GAAP de Canadá y GAAP de EE.UU. Durante el año terminado el 31 de Diciembre de 2010, esto produjo un ajuste para aumentar el resultado en \$0,7 millones (2007 - \$0,7 millones).

(g) Costos financieros diferidos:

De acuerdo a GAAP Canadienses la Compañía debe presenta las obligaciones de largo plazo netas de costos de financiamiento diferido. Bajo US GAAP, la compañía es requerida presentar las obligaciones a largo plazo y costo de financiamiento asociado sobre una base bruta. Al 31 de diciembre 2010 la Compañía presenta un ajuste para aumentar otros activos y obligaciones de largo plazo en \$18.5 (2009 – \$14.7 millones) de acuerdo con US GAAP.

(h) Interés Minoritario:

US GAAP requiere que la participación en la propiedad de las filiales en poder de terceros que no sean la matriz sean claramente identificados, etiquetados, y presentado en el rubro patrimonio en los estados financieros, pero separado del patrimonio de la matriz. En virtud de esta norma, la Compañía esta obligada a reclasificar el interés minoritario al rubro patrimonio en el balance general consolidado. Este ajuste también ha sido registrado en el balance general comparativo.

DIRECTORIO

Tom 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 Corporate Governance
and Human Resources Committees.
Board member since December 2004

Pierre Choquette

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

Phillip Cook

Chair of the Responsible Care
Committee. Member of the Audit,
Finance & Risk and Public Policy
Committees.
Board member since May 2006

Robert Kostelnik

Member of the Corporate Governance,
Public Policy and Responsible Care
Committees.
Board member since September 2008

Douglas Mahaffy

Member of the Corporate Governance,
Human Resources and Public Policy
Committees.
Board member since May 2006

A. Terence Poole

Chair of the Audit, Finance & Risk
Committee. Member of the
Corporate Governance and Public
Policy Committees.
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 and Responsible Care
Committees.
Board member since September 2003

Janice Rennie

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

Monica Sloan

Chair of the Corporate Governance
Committee. Member of the Human
Resources and Responsible Care
Committees.
Board member since September 2003

EUIPO EJECUTIVO DE LIDERAZGO

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*

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

Web Site

www.methanex.com

Sales inquiries:

sales@methanex.com

Transfer Agent

CIBC Mellon Trust 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 CIBC Mellon Trust at:
1 800 387 0825
Toll Free within North America

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 28, 2011 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.

2010
