

METHANEX

A Responsible Care® Company



Tabla de Contenido

- 02 2012 Aspectos Financieros Relevantes
- 03 Mensaje del Presidente a los Accionistas
- 04 Mensaje del Presidente del Directorio
- 05 Discusión y Análisis de la Administración
- 41 Estados Financieros Consolidados
- 49 Notas a los Estados Financieros Consolidados



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

El metanol es un químico líquido versátil que se produce predominantemente a partir de gas natural y es utilizado 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. Los mercados de mayor crecimiento para el metanol se encuentran en el sector de la energía, que hoy representa un tercio de la demanda de metanol. El metanol se utiliza para producir éter metil terc-butil (MTBE), un componente de la gasolina, y cada vez hay más mercados en crecimiento para el uso del metanol en la producción de olefinas y aplicaciones energéticas tales como mezcla directa en combustibles para transporte, éter dimetil (DME) y el biodiesel.



Methanex – Global Methanol Leader

Global Production Facilities

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

Methanex in New Zealand

Our production facilities in New Zealand supply methanol primarily to customers in Japan, South Korea and China.

Methanex in Trinidad

Our two plants in Trinidad, Titan and Atlas (Methanex interest 63.1%), supply methanol markets in North America, Europe, Asia Pacific and Latin America.

Methanex in Egypt

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

Methanex in Canada

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

Methanex in Chile

The Punta Arenas production complex in southern Chile is well positioned to supply customers in Latin America.

Methanex in the United States

We are moving one of our idle plants in Chile to Geismar, Louisiana, and we expect the plant to be operational in the second half of 2014.

Global Supply Chain

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

Our Responsible Care® Commitment

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

Aspectos Financieros Relevantes 2012 (US\$ millones, excepto cuando se indique lo contrario)

	2012	2011	2010	2009 ⁵	2008 ⁶
Operaciones					
Ventas	2,673	2,608	1,967	1,198	2,314
Resultado neto ajustado ¹	180	182	91	2	153
Utilidad (pérdida) neta (atribuible a los accionistas de Methanex)	(68)	201	96	1	169
EBITDA Ajustado ¹	429	427	291	143	313
Flujo de efectivo ajustado de actividades operacionales ¹	403	392	303	129	235
Retorno Modificado del Capital Empleado (ROCE) ²	12.0%	13.8%	8.0%	1.2 %	13.6 %

Monto por Acción Diluido (US\$ por acción)

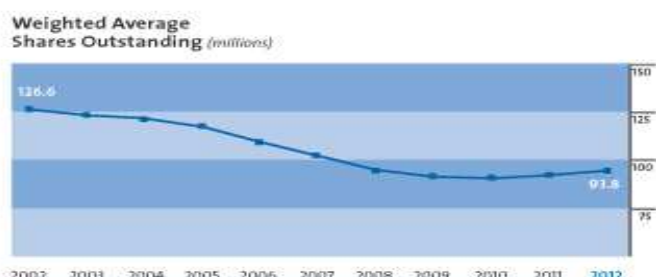
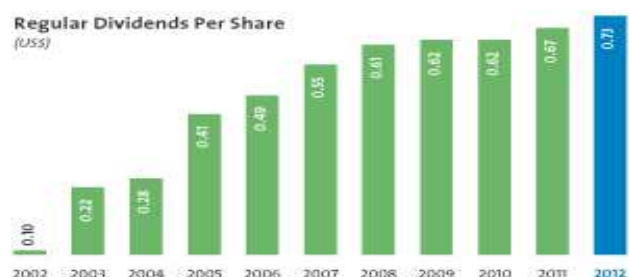
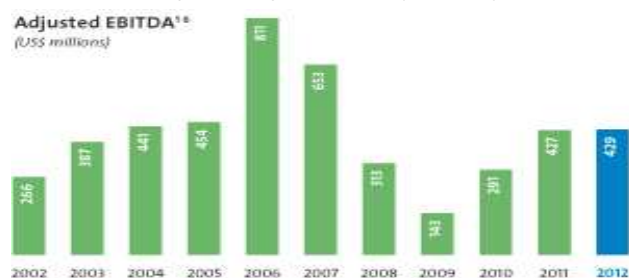
Resultado neto ajustado ¹	1.90	1.93	0.98	0.02	1.61
Utilidad (pérdida) neta (atribuible a los accionistas de Methanex)	(0.73)	2.06	1.03	0.01	1.78

Posición Financiera

Caja y equivalente de caja	746	351	194	170	328
Total activos	3,545	3,394	3,141	2,923	2,799
Deuda largo-plazo, incluye porción corriente	1,245	903	947	914	782
Deuda a capital ³	46%	36%	40%	40 %	36 %
Deuda neta a capital ⁴	25%	26%	35%	35 %	25 %

Otra Información

Precio promedio realizado (US\$ por ton) ⁵	382	374	306	225	424
Total volumen de ventas (000s tons)	7,459	7,514	6,929	5,948	6,054
Ventas de metanol producido por Methanex (000s tons)	4,039	3,853	3,540	3,764	3,363



¹ Estos ítems son mediciones no GAAP que no tienen un significado estandarizado prescrito por GAAP y por lo tanto es improbable que sean comparables con mediciones similares presentadas por otras compañías. Refiérase a las Mediciones Complementarias No GAAP en la página 34 para una descripción de cada medición no GAAP y la conciliación con las medidas GAAP más comparables.

² El ROCE Modificado es definido como resultado neto ajustados antes de costos financieros (después de impuestos) dividido por el capital promedio productivo empleado. El capital productivo empleado promedio es la suma de activos totales promedio (excluye plantas en construcción) menos el promedio de pasivos corrientes que no devengan intereses. Los activos totales promedio excluyen efectivo en exceso de \$50 millones. Utilizamos una base de costo de depreciación media estimada para el cálculo de nuestros activos promedio en uso durante el período. El cálculo del ROCE Modificado incluye nuestra participación del 60% de los resultados, activos y pasivos de la planta de metanol de Egipto.

³ Se define como la deuda total (incluyendo el 100% de la deuda con garantías limitada de la planta de metanol de Egipto) dividida por el total del patrimonio.

⁴ Se define como la deuda total (incluyendo el 100% de la deuda con garantías limitada de la planta de metanol de Egipto) menos efectivo y efectivo equivalente, dividido por el total del patrimonio menos efectivo y efectivo equivalente.

⁵ El precio promedio realizado se calcula como ventas, excluyendo las comisiones ganadas y la proporción de los ingresos de la participación no controladora de Egipto, dividido por el volumen total de ventas de metanol producido por Methanex (atribuible a los accionistas de Methanex) y metanol comprado.

⁶ La Compañía hizo la transición de GAAP Canadienses a IFRS el 1 de enero de 2010. Las cifras anteriores al 2010 no han sido actualizadas de acuerdo con las IFRS y se presentan de acuerdo con los PCGA de Canadá.

Para aspectos financieros destacados e información adicional acerca de Methanex, refiérase a nuestro Factbook 2012 disponible en www.methanex.com.

Mensaje del Presidente a los Accionistas

Estimados accionistas,

Me siento honrado y agradecido por haber sido nombrado por el Directorio como el tercer CEO de Methanex desde 1994. Bruce Aitken, con quien he trabajado durante los últimos 12 años, dejó la Compañía en muy buenas condiciones, por lo cual estoy agradecido. Estoy muy emocionado de estar en condiciones de liderar tan gran organización en un momento en que buscamos lograr un crecimiento significativo para nuestra compañía en un entorno excepcionalmente atractivo de la industria y crear valor agregado significativo para los accionistas.

Seguimos plenamente comprometidos con el negocio del metanol. Nuestra estrategia es acertada y nuestro objetivo seguirá siendo de liderazgo mundial, bajo costo y de excelencia operacional. Vamos a mantener un firme compromiso con la salud, la seguridad y el medio ambiente en el marco de Conducta Responsable (Responsible Care).

El 2012 fue otro año sólido para la Compañía. Entregamos una fuerte rentabilidad para nuestros accionistas y nuestra acción subió un 40% durante el año. Nuestra posición de liderazgo en la industria se mantuvo con una porción de mercado del 15% y un volumen de ventas de 7,5 millones de toneladas, lo que corresponde con el año más alto de ventas de nuestra historia.

Durante 2012, también se ha avanzado en una serie de iniciativas estratégicas de la Compañía. Nosotros aseguramos varios contratos de suministro de gas a largo plazo para apoyar la reanudación de nuestra segunda planta en Motunui en el 2012 y posicionar las operaciones de Nueva Zelanda para aumentar aún más la producción en el 2013. La decisión final de inversión y el agresivo cronograma para reubicar una planta inactiva de Chile a Geismar, Luisiana cuya puesta en marcha está planificada para el 4° Trimestre de 2014 debería ofrecer un valor significativo para los años venideros, ya que buscamos beneficiarnos de nuestro contrato de gas natural firmado recientemente por 10 años con Chesapeake Energy. También estamos continuamente mejorando nuestra presencia en el creciente mercado de Asia Pacífico y el 2012 fue un año donde hemos apoyado con éxito el crecimiento de la demanda de metanol basada en la energía.

De cara al futuro, el año 2013 tiene que ver con la ejecución de nuestra estrategia y plan de negocios. Nos mantendremos enfocados en nuestros objetivos de crecimiento de la expansión de la producción en Nueva Zelanda, permaneciendo a tiempo y dentro de presupuesto para el proyecto de reubicación de Geismar y completando la expansión de Medicine Hat. Al mismo tiempo, estamos comprometidos a incrementar la

utilización de los activos existentes, logrando excelencia en la confiabilidad de la planta y el aumento de las entregas de gas natural a nuestras plantas en Trinidad, Egipto y Chile.

Como resultado del actual entorno global de la industria de metanol, donde esperamos ver un crecimiento rápido en la demanda y muy poca nueva oferta, el año 2013 trae un montón de entusiasmo y oportunidades para nuestro negocio. El metanol para aplicaciones energéticas representó un tercio de la demanda de metanol en el 2012. La demanda energética para el metanol sigue creciendo a tasas de dos dígitos y hay cada vez más interés en metanol como un producto de energía fuera de China. Como el proveedor mundial de metanol más grande, tenemos que seguir centrándose en satisfacer y exceder las necesidades de nuestros clientes a medida que trabajamos duro todos los días para ganar sus negocios. Además, hay oportunidades únicas para invertir aún más en oportunidades de crecimiento que agregan valor para ayudar a satisfacer las demandas crecientes de nuestros clientes y enriquecer nuestra posición de liderazgo mundial, por ejemplo, vamos a tomar una decisión final de inversión para la reubicación de una segunda planta de un millón de toneladas de Chile Geismar a mediados de 2013. Lograremos nuestros planes manteniéndonos centrados en el Cuidado Responsable y a través de una cultura mejorada de alto rendimiento, manteniéndonos al mismo tiempo fieles a nuestros valores de integridad, confianza, respeto y profesionalismo.

Todo el equipo está deseando un futuro muy emocionante y exitoso en la medida que crecemos nuestra base de producción en un momento en que nuestros clientes necesitan moléculas adicionales de metanol para hacer crecer sus negocios. En la medida que ejecutamos con éxito nuestros proyectos para aumentar la producción, este metanol adicional debería mejorar significativamente los flujos de efectivo y conducir a mejores retornos para los accionistas. Nuestro plan es mantener un balance general conservador y continuar con un enfoque equilibrado entre el crecimiento de la Compañía y repartir el exceso de efectivo entre los accionistas. Con nuestra estrategia sólida y excelente equipo, estamos bien posicionados para seguir superando a la competencia.



John Floren
Presidente & Chief Executive Officer

Mensaje del Presidente del Directorio a los Accionistas

Estimados Accionistas,

Como usted ha leído en la carta del Presidente, el 2012 fue un año de muchos logros y eventos importantes para Methanex. Desde una perspectiva de gobierno corporativo, uno de los eventos más importantes fue el cambio en el liderazgo. Bruce Aitken, quien había sido Presidente y Director Ejecutivo desde mayo de 2004, se retiró a finales de 2012 y fue sucedido por John Floren, quien se ha desempeñado como Vicepresidente, Marketing Global y Logística de la Compañía durante los últimos siete años.

Los expertos en materia de gobierno corporativo consideran que la sucesión tranquila y ordenada del Presidente y CEO de una compañía pública es quizás la responsabilidad más importante de un Directorio. No podríamos estar más de acuerdo. En efecto, nuestros Principios de Gobierno Corporativo hablan explícitamente de la función del Consejo de Directores en la supervisión de la sucesión. Quiero aprovechar esta oportunidad para entregarles alguna información de cómo su Junta de Directores manejó esta tarea tan importante.

Un proceso de sucesión sin problemas y exitoso no se hace y no puede hacerse de un día a otro. Es un proceso que requiere una cuidadosa planificación, evaluación y toma de decisiones. Como cuestión de rutina, el Directorio de Methanex regularmente se ocupa de cuestiones de sucesión de la administración y tiene planes de contingencia para la alta dirección en caso que ocurran cuestiones de salud adversos o recaigan catástrofes sobre uno o más miembros del equipo directivo superior.

En cuanto a la designación de un nuevo Presidente y CEO, el proceso de sucesión se inició en julio de 2010, dos años y medio completos antes del traspaso real de responsabilidades. En ese momento, Bruce Aitken le informó al Comité de Recursos Humanos que estaba considerando retirarse en el segundo semestre de 2012. El Comité examinó toda la lista del equipo de alta dirección, y concluyó que contaba con candidatos de calidad para CEO, y comenzó un proceso de revisión de esos candidatos. De esa reunión, en julio de 2010 hasta finales de 2012, el proceso de sucesión fue un tema clave permanente en cada reunión del Comité de Recursos Humanos, y después de cada reunión de la comisión se informó en pleno al Directorio para su análisis posterior.

Los Directores comprendieron la importancia de centrarse en este tema tan importante. Como es nuestra costumbre cada año, cada comité y el Directorio en pleno se establece "objetivos clave" sobre los cuales se debe prestar especial atención durante el año. (Los objetivos del Directorio para el año 2013 se dan a conocer en la página 13 de la Circular de Información.) En el año 2011 y 2012, tanto el Comité de Recursos Humanos y el Directorio en su conjunto establecieron la planificación de sucesión del CEO como un objetivo clave.

A principios de 2011, había quedado claro que John Floren era el candidato preferido. Su extensa experiencia en la industria química, conocimiento de la industria mundial del metanol y la amplitud de capacidad de liderazgo eran bien conocidos por nosotros y lo convirtió en un candidato sobresaliente. Aunque el Directorio también consideró buscar candidatos para CEO externamente, no prosiguió esa opción ya que el Directorio

consideró que el tiempo era un lujo: 2011 sería el año, en el que el Directorio decidiría si John era en verdad el mejor candidato. Si los acontecimientos demostraban lo contrario, el Directorio tendría el tiempo para evaluar a los otros candidatos internos o embarcarse en una búsqueda externa.

John asistió a diversos cursos de desarrollo para ejecutivos de alto nivel en 2011 (incluyendo el Instituto de Directores Corporativos Programa de Educación de Directores), y participó en un curso intensivo de evaluación de terceros de su potencial como CEO. A lo largo de este período, los miembros del Directorio profundizaron sus relaciones individuales con John, quien habitualmente se reunió uno a uno con cada director. Estas reuniones le permitieron a John actualizar a los directores sobre materias del negocio y desarrollar fuertes relaciones personales con cada uno de ellos, y les dio a los directores una idea de los valores y la visión de John de la Compañía.

En el primer semestre de 2012, el Comité de Recursos Humanos convino en que recomendaría al Directorio que John fuese el próximo Presidente y CEO de la Compañía, y el Directorio en pleno discutió esta recomendación en julio de 2012. La decisión final fue tomada en una reunión del Directorio en septiembre, seguido por el anuncio público de que John se convertiría en el nuevo Presidente y CEO el 1 de enero de 2013.

Como Presidente del Directorio, fue mi responsabilidad asegurar que cada director entendiese el proceso y tuviese amplia oportunidad de proporcionar información y orientación. Al llevar a cabo la evaluación anual del director y del Directorio, fue muy gratificante recibir muchos comentarios positivos de los directores sobre el proceso de sucesión del CEO. Muchos directores sintieron que era uno de los logros más importantes del Directorio en 2012, al comentar que el proceso fue sistemático y exhaustivo. Un director dijo que el proceso fue "emblemático por la calidad y la dedicación de los miembros del Directorio y por la fuerte y eficaz interacción con la administración."

Estoy seguro de que el proceso de sucesión del CEO seguido por el Directorio fue ordenado y sólido, y que el resultado final ha proporcionado a Methanex con el mejor liderazgo posible. Todos los miembros del Directorio están ansiosos de trabajar con John en los próximos años.

Permítanme también aprovechar esta oportunidad para agradecer a Bruce Aitken por la dedicación y el trabajo duro que ha mostrado como CEO de Methanex en los últimos ocho años. Bruce ha sido un excelente Presidente y CEO, y en nombre de los directores, administración y accionistas, le deseo lo mejor en su jubilación. Estoy muy contento de que él haya aceptado permanecer en el Directorio de Methanex y todo el equipo de directores espera con interés trabajar con él en esa capacidad.



Tom Hamilton
Presidente del Directorio

Discusión y Análisis de la Administración

Contenido

05 Visión General del Negocio	12 Resultados Financieros	34 Medidas Complementarias No-GAAPs
06 Nuestra Estrategia	18 Liquidez y Fuentes de Capital	37 Información Financiera Trimestral (No auditada)
09 Aspectos Financieros Destacados	24 Factores de Riesgos y Administración del Riesgo	37 Información Anual Seleccionada
09 Resumen de Producción	32 Estimaciones Contables Críticas	37 Controles y Procedimientos
11 Como Analizamos Nuestro Negocio	34 Cambios Previstos en las Normas Internacionales de Información Financiera	38 Declaraciones de Proyecciones Futuras

Esta Discusión y Análisis de la Administración está fechada el 13 de marzo de 2013 y debería leerse en conjunto con nuestros estados financieros consolidados y con las correspondientes notas para el año terminado al 31 de diciembre 2012. Excepto cuando se indique lo contrario, la información financiera presentada en este MD&A se prepara de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS), emitidas por el International Accounting Standards Board. Nosotros utilizamos el dólar de los Estados Unidos como nuestra moneda de reporte y excepto donde se indique lo contrario, todos los montos en dólares están expresados en dólares de Estados Unidos.

Al 13 de marzo de 2013 teníamos 94.743.044 acciones ordinarias emitidas y vigentes y opciones de acciones y derechos tandem de revalorización de acciones que se pueden ejercer por 3.618.823 acciones ordinarias adicionales.

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

VISIÓN GENERAL DEL NEGOCIO

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

Somos el mayor proveedor mundial de metanol para los mercados internacionales más importantes de Asia Pacífico, América del Norte, Europa y América Latina. Nuestra capacidad de producción total anual, incluidas las participaciones en las plantas de propiedad conjunta, es de aproximadamente 9,5 millones de toneladas y se encuentran en Nueva Zelanda, Trinidad, Egipto, Canadá y Chile (para más información ver la sección de Resumen de la Producción en la página 9). En estos momentos estamos reubicando una de nuestras plantas de Chile a Geismar, Luisiana y esperamos que esta planta reubicada esté en funcionamiento a fines de 2014. Tenemos los derechos de comercialización para el 100% de la producción de nuestras plantas de propiedad conjunta en Trinidad y Egipto, y esto nos proporciona con abastecimiento adicional de 1,2 millones de toneladas por año del suministro de metanol cuando las plantas están operando a plena capacidad. Además del metanol producido en nuestras plantas, nosotros compramos metanol producido por otros bajo contratos de metanol de toma libre y en el mercado spot. Esto nos da flexibilidad en la gestión de nuestra cadena de suministro y al mismo tiempo nos permite satisfacer las necesidades de los clientes y apoyar nuestros esfuerzos de marketing.

Visión General de la Industria & Proyecciones 2012

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 los cambios 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. La demanda de metanol creció un 5% en 2012, dando lugar a una demanda global de aproximadamente 51 millones de toneladas, excluyendo la demanda de metanol integrado en plantas de olefinas. El aumento de la demanda fue impulsada por ambos derivados tradicionales y las aplicaciones relacionadas con la energía en Asia, particularmente en China.

Las adiciones de suministros en la industria fuera de China en 2012 consistió principalmente del reinicio de nuestra segunda planta de Motunui en Nueva Zelanda, que adicionó 0,7 millones de toneladas a la capacidad operacional anual del sitio y el reinicio de una planta de 0,7 millones de toneladas en Beaumont, Texas. La nueva producción adicional de suministro dentro de China fue consumida en ese país y China sigue siendo un gran importador neto de metanol.

En general, las condiciones de la industria estuvieron equilibradas en 2012 y esto dio lugar a un entorno de precios del metanol relativamente estable. Nuestro precio promedio realizado para el año 2012 fue de \$382 por tonelada, comparado con \$374 por tonelada en 2011.

Las perspectivas para el crecimiento de la demanda de metanol siguen siendo fuertes. La gran disparidad entre el precio del petróleo crudo y del gas natural y el carbón se ha traducido en un mayor uso de metanol en aplicaciones energéticas, tales como las mezclas de metanol directo en la gasolina y DME y en la producción de biodiesel. El crecimiento de la mezcla de metanol directa en la gasolina en China ha sido particularmente fuerte y creemos que el crecimiento futuro en esta aplicación es apoyada por numerosas normas provinciales y nacionales sobre mezcla de combustible, tales como M15 o M85 (15% de metanol y 85% de gasolina, respectivamente).

China también está liderando la comercialización del uso del metanol como materia prima para la fabricación de olefinas. El uso del metanol para producir olefinas, considerando los precios actuales de la energía, está demostrando tener un costo competitivo con respecto a la tradicional producción de olefinas a partir de nafta. En la actualidad hay cinco plantas de metanol a olefinas (MTO) que operan en China, con la capacidad de consumo de aproximadamente siete millones de toneladas de metanol al año. No se espera que tres de estas plantas impacten el mercado mercante del metanol, ya que son proyectos integrados - carbón a metanol y luego a olefinas. Sin embargo, durante los últimos dos años, estas plantas han adquirido metanol para complementar su propia producción de metanol. Las dos plantas no integradas (que representan más de 2 millones de toneladas de la demanda de metanol al año) son dependientes de la oferta comercial del metanol. Varios otros proyectos integrados y no integrados se encuentran actualmente en construcción en China y la demanda de metanol como materia prima para la producción de olefinas se prevé que seguirá creciendo.

Aunque la demanda de metanol en aplicaciones energéticas es más fuerte en China, hay un número creciente de otros países en el mundo que tienen proyectos en marcha o están considerando la adopción de estas aplicaciones en una escala más amplia. La mezcla de metanol directo en la gasolina se utiliza en pequeñas cantidades en el Reino Unido, Holanda e Islandia y en otros países, incluyendo Australia e Israel, que están llevando a cabo ensayos de mezcla de combustible. El DME se está produciendo y se están desarrollando proyectos de DME en varios países, incluyendo Japón, Taiwán, Turquía, Estados Unidos, Trinidad, India e Indonesia.

Creemos que la demanda potencial en aplicaciones relacionadas con la energía y olefinas producción seguirá creciendo.

Hemos aumentado la capacidad operacional en 2012 y anticipamos nuevos aumentos en los próximos años. Recientemente hemos anunciado nuestro compromiso de añadir otros 0,7 millones de toneladas de capacidad operativa en nuestro sitio de Nueva Zelanda a través de la reapertura de la planta Waitara Valley y un proyecto de corregir el cuello de botella en el sitio Motunui. Estamos reubicando una de nuestras plantas ociosas de Chile a Geismar, Luisiana y se espera que la planta comience a operar a fines de 2014. También estamos considerando la reubicación de una segunda planta al sitio Geismar y esperamos tomar la decisión sobre este proyecto a mediados de 2013.

Más allá de nuestra propia capacidad de adiciones, hay un nivel modesto de nueva capacidad que se espera que entre en funcionamiento en los próximos años fuera de China. Existe una planta de 0,8 millones toneladas que se espera se reinicie en Channelview, Texas en 2013 y una planta de 0,7 millones de toneladas cuya puesta en marcha se espera en 2013 en Azerbaiyán. Esperamos que la producción de nuevos volúmenes en China se consuma en ese país y que las plantas productivas de costo más alto en China tengan que operar con el fin de satisfacer el crecimiento de la demanda.

Entrando en el 2013, la demanda de metanol ha seguido siendo saludable, apoyada por un entorno de precios de energía más alto. Con pocas adiciones de producción de la industria esperadas en los próximos años en relación con el crecimiento de la demanda esperada, creemos que estamos bien posicionados con varias de nuestras propias iniciativas para aumentar la capacidad operativa. A medida que la producción de estas iniciativas entra en funcionamiento, creemos que nuestra posición de liderazgo en la industria se verá fortalecida y tendremos potencial de crecimiento significativo de flujos de efectivo y ganancias.

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

NUESTRA ESTRATEGIA

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

Liderazgo Global

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

Somos el mayor proveedor de metanol para los principales mercados internacionales de Asia-Pacífico, Norteamérica, Europa y Latinoamérica. Nuestro volumen de ventas de 2012 de 7.5 millones de toneladas representa aproximadamente un 15% de la demanda mundial de metanol. 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 los contratos con los clientes.

La ubicación geográfica de los diversos sitios de producción nos permite entregar metanol de forma rentable a los clientes en los principales mercados globales, mientras que la inversión en nuestra distribución global y la infraestructura de abastecimiento, que incluye una flota especial de buques oceánicos y capacidad en el puerto 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 el fortalecimiento de nuestra posición de activos y el aumento de la capacidad de producción en los últimos dos años. En el año 2011, reiniciamos nuestra planta de 0,5 millones de toneladas por año de Medicina Hat, Alberta y la planta de metanol de 1,3 millones de toneladas por año en Egipto comenzó a operar. En 2012, reiniciamos una segunda planta en Nueva Zelanda y esto aumentó nuestra capacidad operativa en ese país en 0,7 millones de toneladas. Tenemos varias otras iniciativas en curso en Nueva Zelanda, que se espera que aumentaran nuestra capacidad operativa aún más y nos permitirá alcanzar la capacidad de producción total del sitio de 2,4 millones de toneladas. Nuestras plantas de Nueva Zelanda están perfectamente situadas para abastecer el creciente mercado de Asia Pacífico.

Durante el año 2012, operamos nuestras plantas de metanol en Chile muy por debajo de la capacidad instalada. Esperamos declarar ociosas nuestras operaciones en Chile en Marzo 2013 debido a la insuficiencia de materia prima, gas natural, para operar la planta durante el invierno del hemisferio sur (ver el Resumen Producción - sección Chile en la página 10 para más información). Estamos en el proceso de reubicar una de nuestras cuatro plantas en Chile a Geismar, Luisiana. La instalación de Geismar tendrá una capacidad de producción anual de aproximadamente 1,0 millones de toneladas y se espera que entre en funcionamiento a finales de 2014. También estamos considerando otros proyectos para aumentar la utilización de nuestros activos en Chile, incluyendo la posibilidad de trasladar una planta adicional al sitio de Geismar.

Otro componente clave de nuestra estrategia de liderazgo global es nuestra capacidad para complementar nuestra producción de metanol con la compra de metanol de terceros para darnos la flexibilidad en nuestra cadena de suministro y seguir cumpliendo los compromisos con los clientes. Nosotros compramos a través de una combinación de contratos de metanol de entrega libre y compras spot. Nosotros administramos el costo de metanol comprado a terceros aprovechando nuestra infraestructura de cadena de suministro global, lo que nos permite comprar metanol en la región más rentable, manteniendo al mismo tiempo la seguridad global de la oferta.

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, Corea y Japón, lo que nos permite administrar de manera rentable el suministro a los clientes y contamos con oficinas en Hong Kong, Shanghai, Beijing, Seúl y Tokio para mejorar el servicio al cliente y el posicionamiento de la industria en la región. Esto también nos permite participar y avanzar en el conocimiento de la rápida evolución y alto crecimiento del mercado de metanol en China y otros países asiáticos. Nuestra creciente presencia en Asia también nos ha ayudado a identificar varias oportunidades para apoyar el desarrollo de aplicaciones para el metanol en el sector de la energía.

Bajos Costos

Una estructura de bajos costos es un elemento importante de ventaja competitiva en una industria de productos básicos y es un elemento clave de nuestra estrategia. Nuestro enfoque en todas las decisiones comerciales importantes se guía por nuestro esfuerzo de mejorar nuestra estructura de costos, ampliar los márgenes y crear valor agregado para 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 participaciones en las instalaciones de producción en Trinidad y Egipto representan 2,8 millones de toneladas por año de capacidad de producción de costos competitivos. Estas instalaciones están bien situadas para abastecer los mercados globales de metanol y están sustentadas por acuerdos de compra de gas natural donde el precio del gas varía con los precios del metanol. Esta relación de precios les permite a estas instalaciones ser competitivas a través de todo el ciclo de precios de metanol.

En enero de 2013, firmamos un acuerdo de 10 años para comprar todo el gas natural necesario para la planta de metanol que estamos trasladando a Geismar, Luisiana. El acuerdo está estructurado de manera que el precio del gas natural esté vinculado al precio del metanol, lo que permitirá que el proyecto sea rentable en una amplia gama de precios del metanol. También tenemos una planta de 0,5 millones de toneladas que se encuentra en Medicine Hat, Alberta, y creemos que la dinámica a largo plazo de gas natural en América del Norte apoyará el funcionamiento a largo plazo de esta institución.

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

Excelencia Operacional

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

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

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

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

Nuestra estrategia de excelencia operativa incluye también 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 en la gestión financiera. Durante 2012, hemos emitido un total de \$600 millones de pagarés no garantizados y una parte de los fondos se utilizó para pagar \$200 millones de pagarés no garantizados. También durante 2012, prorrogamos el vencimiento de las líneas de créditos no utilizadas hasta el año 2016 y aumentamos el monto a \$400 millones. Al 31 de diciembre de 2012, teníamos un sólido balance general con un saldo de efectivo de \$746 millones, incluyendo \$36 millones relacionados con la participación no controladora de Egipto. Creemos que estamos bien posicionados para cumplir con nuestros compromisos financieros y continuar invirtiendo para hacer crecer nuestro negocio.

ASPECTOS FINANCIEROS DESTACADOS

(\$ MILLONS, EXCEPTO CUANDO SE INDIQUE LO CONTRARIO)	2012	2011
Producción (miles de tons) (atribuible a los accionistas de Methanex)	4,071	3,847
Volumen de ventas (miles de tons):		
Methanex-metanol producido (atribuible a los accionistas de Methanex)	4,039	3,853
Metanol comprado	2,565	2,815
Ventas comisionadas ¹	855	846
Total volumen de ventas	7,459	7,514
Methanex precio de referencia promedio antes de descuentos (\$ por ton)²	443	440
Precio promedio realizado (\$ por ton)³	382	374
Ventas	2,673	2,608
EBITDA Ajustado⁴	429	427
Flujo de efectivo ajustado de actividades operacionales⁴	403	392
Flujo de efectivo de actividades operacionales	458	480
Resultado neto ajustado⁴	180	182
Utilidad (pérdida) neta (atribuible a los accionistas de Methanex)	(68)	201
Utilidad neta básica por acción ordinaria (\$ por acción)	1.90	1.93
Utilidad neta diluida por acción ordinaria (\$ por acción)⁵	(0.73)	2.16
Utilidad neta diluida por acción ordinaria antes de ítems inusuales (\$ por acción)	(0.73)	2.06
Información acciones ordinarias (millones de acciones):		
Promedio ponderado de acciones ordinarias	94	93
Promedio ponderado diluido de acciones ordinarias	94	94
Número de acciones ordinarias en circulación, al final del año	94	93

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

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

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

⁴ Estos ítems son mediciones no GAAPs que no tienen un significado estandarizado de acuerdo a GAAPs y por lo tanto, es poco probable que se puedan comparar con mediciones similares presentadas por otras empresas. Refiérase a la sección Mediciones Complementarias no GAAP en la página 34 para una descripción de cada medición no GAAP y una conciliación con la medición GAAP más similar.

⁵ Para el año terminado en diciembre 31 de 2012, las opciones sobre acciones han sido excluidas del cálculo de la pérdida neta diluida por acción ordinaria (atribuible a los accionistas de Methanex) ya que su efecto sería anti-dilutivo. Sin embargo, para el cálculo del resultado neto ajustado por acción ordinaria (atribuible a los accionistas de Methanex) las opciones sobre acciones se han incluido en el denominador y el número promedio ponderado diluido de acciones ordinarias para el año terminado en diciembre 31 de 2012 es 95 millones.

RESUMEN DE PRODUCCION

El siguiente cuadro detalla la capacidad productiva anual y la producción actual de nuestras plantas 2012 and 2011:

(MILES DE TONELADAS)	CAPACIDAD PRODUCCION ANUAL ¹	2012	2011
Nueva Zelanda²	2,430	1,108	830
Atlas (Trinidad) (63.1% participación)	1,125	826	891
Titan (Trinidad)	875	786	711
Egipto (60% participación)³	760	557	532
Medicine Hat³	470	481	329
Chile I, II, y IV	2,800	313	554
Geismar, Luisiana (USA)⁴	1,000	—	—
	9,460	4,071	3,847

¹La capacidad de producción anual de nuestras instalaciones de producción puede ser superior a la capacidad nominal original, ya que con el tiempo, estas cifras han sido ajustadas para reflejar las eficiencias operativas en curso en estas instalaciones. La producción real de una instalación en cualquier año puede ser mayor o menor que la capacidad de producción anual debido a una serie de factores, incluyendo la composición del gas natural o la antigüedad del catalizador de la instalación.

² La capacidad de producción anual de Nueva Zelanda representa las dos plantas de Motunui y la planta actualmente ociosa de Waitara Valley. La capacidad de operación actual de las instalaciones de Motunui es de 1,5 millones de toneladas debido a las limitaciones de capacidad de destilación. Recientemente hemos anunciado nuestro compromiso para reiniciar la instalación Waitara Valley y completar un proyecto para corregir el cuello de botella en el sitio Motunui, que esperamos permita a nuestras operaciones en Nueva Zelanda funcionar a su capacidad instalada de producción de 2,4 millones de toneladas, según la composición del gas natural

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

⁴Estamos reubicando la planta II de Chile a Geismar, Luisiana. Se espera que la planta esté operativa a finales de 2014

Nueva Zelanda

En Nueva Zelanda, se produjeron 1,1 millones de toneladas de metanol en el 2012 en comparación con 0,8 millones de toneladas en 2011. Contamos con tres plantas en Nueva Zelanda con un máximo de 2,4 millones de toneladas de capacidad de producción anual. Después de haber operado una planta en Motunui en 2011, se reinició la segunda planta a mediados de 2012 que aumentó la capacidad operativa actual a 1,5 millones de toneladas. Recientemente nos hemos comprometido a corregir el cuello de botella de la planta Motunui y reiniciar la planta de Waitara Valley y esperamos que esto nos permita producir a la capacidad de producción total del sitio, dependiendo de la composición del gas natural. Nuestras plantas de Nueva Zelanda están perfectamente situadas para abastecer el creciente mercado de Asia Pacífico.

Hemos celebrado varios acuerdos de compra de gas natural con distintos proveedores para sustentar el funcionamiento futuro de nuestras plantas de Motunui y Waitara Valley. Cada acuerdo de compra de gas natural tiene componentes base y variables, donde el precio del gas varía con los precios del metanol. Estamos llevando a cabo también oportunidades de exploración y desarrollo de gas natural en ese país. Tenemos un acuerdo con Kea Petroleum, una compañía de exploración y desarrollo de petróleo y gas, para explorar las áreas de la cuenca de Taranaki, que está cerca a nuestras plantas.

Trinidad

Nuestra participación patrimonial de las plantas de metanol en Trinidad representa aproximadamente 2,0 millones de toneladas de la capacidad de producción anual a costos competitivos. Las plantas de Titan y Atlas en Trinidad están bien situadas para abastecer a los mercados mundiales 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 dependiendo de los precios del metanol. Estas plantas produjeron un total de 1,6 millones de toneladas en 2012 y 2011.

La planta de Atlas experimentó una falla del equipo en 2011. Durante el año 2012, la planta realizó dos cortes para reparar la falla del equipo y superar una cuestión técnica.

Durante 2011 y 2012, hemos tenido algunos recortes de gas natural en las plantas de Titán debido a un desajuste entre los compromisos y suministros de la Compañía Nacional de Gas de Trinidad (NGC) y la demanda de los clientes de NGC, que se hace evidente cuando existe un problema técnico o mantenimiento planificado que reduce el suministro de gas. Estamos comprometidos con las principales partes interesadas para encontrar una solución a este problema, pero mientras tanto esperamos continuar experimentando algunos recortes de gas en la planta de Trinidad. Consulte los Factores de Riesgo y Gestión de Riesgos-Trinidad en la página 24 para más información.

Egipto

Tenemos una participación del 60% en esta planta de metanol de 1.26 millones de toneladas por año y tenemos los derechos de comercialización para el 100% de la producción. Esta instalación está bien situada para abastecer al mercado europeo y está respaldada por un acuerdo de compra de gas natural, a 25 años con la modalidad take-or-pay, donde el precio del gas varía de acuerdo con los precios del metanol. La producción de la planta de Egipto en 2012 fue inferior a la capacidad instalada debido a las interrupciones para mantenimiento planificadas y no planificadas y restricciones de suministro de gas natural. Consulte los Factores de Riesgo y Gestión de Riesgos – sección Egipto en la página 25 para obtener más información.

Medicine Hat, Canada

Hemos reiniciado la planta de Medicine Hat, Alberta en 2011, la que funcionó bien en el año 2012, con una producción de 0,5 millones de toneladas. En estos momentos estamos solucionando un cuello de botella en la planta de Medicine Hat con lo cual esperamos añadir otros 0,1 millones de toneladas de capacidad de producción anual a finales del tercer trimestre de 2013.

Chile

Durante el año 2012, operamos nuestras plantas de metanol en Chile muy por debajo de la capacidad instalada de producción anual debido a la insuficiencia de materia prima, gas natural.

En 2007, nuestros proveedores de gas natural de Argentina cortaron todo el suministro de gas a nuestras plantas en Chile. 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.

En los últimos años, se han realizado inversiones por nosotros y por terceros para acelerar la exploración y desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Sin embargo, la posibilidad de un aumento significativo en la producción de gas es más difícil de lo que habíamos previsto originalmente. Como resultado de las perspectivas a corto plazo para el suministro de gas en Chile, esperamos declarar ociosas nuestras operaciones en Chile en marzo 2013 debido a la suficiencia de materia prima, gas natural, para mantener la operación de la planta durante el invierno del hemisferio sur. Seguimos trabajando con la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y otros para asegurar gas natural suficiente para sostener nuestras operaciones, y aunque el

reinicio de una planta en Chile es posible más tarde, en 2013, el reinicio dependerá de asegurar una posición sostenible de gas natural para operar en el mediano plazo.

El futuro de nuestras operaciones en Chile depende principalmente del nivel de exploración y desarrollo en el sur de Chile y de nuestra capacidad para asegurar un suministro sostenible de gas natural para nuestras plantas en términos económicos. Consulte los Factores de Riesgo y Gestión de Riesgos - sección Chile en la página 25 para obtener más información.

COMO ANALIZAMOS NUESTRO NEGOCIO

Nuestras operaciones consisten en un solo segmento de operaciones - la producción y venta de metanol. Nosotros revisamos nuestros resultados operacionales, analizando los cambios en los componentes del EBITDA Ajustado (ver Mediciones Complementarias No GAAP en la página 34 para una descripción del EBITDA Ajustado y una conciliación con las mediciones más comparable de acuerdo con GAAPs), el impacto del mark-to-market de la compensación basadas en acciones, gastos de reubicación y cargos del proyecto Luisiana, cargos por deterioro de activos, depreciación y amortización, costos financieros, intereses financieros y otros egresos e impuesto a la renta.

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

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

VOLUMEN El cambio en EBITDA Ajustado como resultado de cambios en el volumen de ventas se calcula como la diferencia de un periodo a otro en el volumen de ventas de metanol, excluyendo las ventas a base de comisiones multiplicado por el margen por tonelada del período anterior. El margen por tonelada en el período anterior es el margen promedio ponderado por tonelada de metanol de Methanex de producción propia y de metanol comprado. El margen por tonelada de metanol de Methanex de producción propia se calcula como el precio de venta por tonelada de metanol producido menos costos fijos absorbidos base caja por tonelada y costos variables base caja por tonelada. El margen por tonelada para el metanol comprado se calcula como el precio de venta por tonelada de metanol, menos el costo de metanol comprado por tonelada.

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

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

RESULTADOS FINANCIEROS

Para el año 31 de diciembre de 2012, registramos un EBITDA Ajustado de \$429 millones y una Utilidad neta ajustada de \$180 millones (\$1,90 por acción en base diluida), comparado con un EBITDA Ajustado de \$427 millones y una Utilidad neta ajustada de \$182 millones (\$1,93 por acción en base diluida) para el año terminado el 31 de diciembre 2011.

Además, registramos un cargo por deterioro de activos de \$297 millones antes de impuestos sin efecto en flujo de efectivo, (\$193 millones después de impuestos) relacionado con el valor libro de nuestros activos en Chile y un cargo a resultados antes de impuestos de \$65 millones relacionados con los gastos y cargos de reubicación del proyecto de Luisiana (\$41 millones después de impuestos). Considerando estos elementos, reportamos una pérdida neta atribuible a los accionistas de Methanex para el año terminado el 31 de diciembre 2012 de \$68 millones (pérdida de \$0.73 por acción en base diluida), en comparación con una utilidad neta atribuible a los accionistas de Methanex para el año finalizado el 31 de diciembre 2011 de \$201 millones (utilidad de \$2,06 por acción, sobre una base diluida).

Calculamos el EBITDA Ajustado y el Resultado neto ajustado, excluyendo montos asociados con el 40% de la participación no controladora de Egipto de la que no tenemos su propiedad, el impacto del mark-to-market de la compensación basada en acciones, como resultado de cambios en el precio de nuestras acciones y elementos que son considerados por la gerencia como no operacionales, incluyendo los cargos por deterioro de activos y gastos y cargos de reubicación del proyecto de Luisiana. Consulte las Mediciones Complementarias No GAAP en la página 34 para más información sobre cómo calcular estas mediciones.

La conciliación de la utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas de Methanex con el Resultado neto ajustados y el cálculo del Resultado neto diluido ajustado por acción ordinaria es el siguiente:

(\$ MILLONES EXCEPTO NUMERO DE ACCIONES Y MONTOS POR ACCION)	2012	2011
Utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas de Methanex	\$ (68)	\$ 201
Impacto del mark-to-market de la compensación basada en acciones, neto de impuesto	14	(19)
Gastos y cargos de reubicación del proyecto de Luisiana, neto de impuesto		
Gastos base caja	23	–
Gastos sin efecto en caja	18	–
Cargo por deterioro de activos, neto de impuesto	193	–
Resultado neto ajustado¹	\$ 180	\$ 182
Promedio ponderado de acciones diluidas en circulación (millones)	94	94
Resultado neto ajustado diluido por acción ordinaria^{1,2}	\$ 1.90	\$ 1.93

1 Estos ítems son mediciones no GAAPs que no tienen un significado estandarizado de acuerdo a GAAPs y por lo tanto, es poco probable que se puedan comparar con mediciones similares presentadas por otras empresas. Refiérase a la sección Mediciones Complementarias no GAAP en la página 34 para una descripción de cada medición no GAAP y una conciliación con la medición GAAP más similar.

2 Para el año terminado el 31 de diciembre de 2012, las opciones sobre acciones han sido excluidas del cálculo de la pérdida neta diluida por acción ordinaria (atribuible a los accionistas de Methanex) ya que su efecto sería anti-dilutivo. Sin embargo, para el cálculo del resultado neto ajustado por acción ordinaria (atribuible a los accionistas de Methanex) las opciones sobre acciones se han incluido en el denominador y el número promedio ponderado diluido de acciones ordinarias para el año terminado el 31 de diciembre de 2012 es 95 millones.

Nosotros revisamos nuestros resultados financieros mediante el análisis de los cambios en los componentes del EBITDA ajustado, el impacto del mark-to-market de la compensación basada en acciones, los gastos y cargos de reubicación del proyecto Luisiana, los cargos por deterioro de activos, depreciación y amortización, costos financieros, ingresos financieros y otros gastos y los impuestos sobre la renta.

Un resumen de nuestros estados de resultados consolidados para el año 2012 y 2011 es el siguiente:

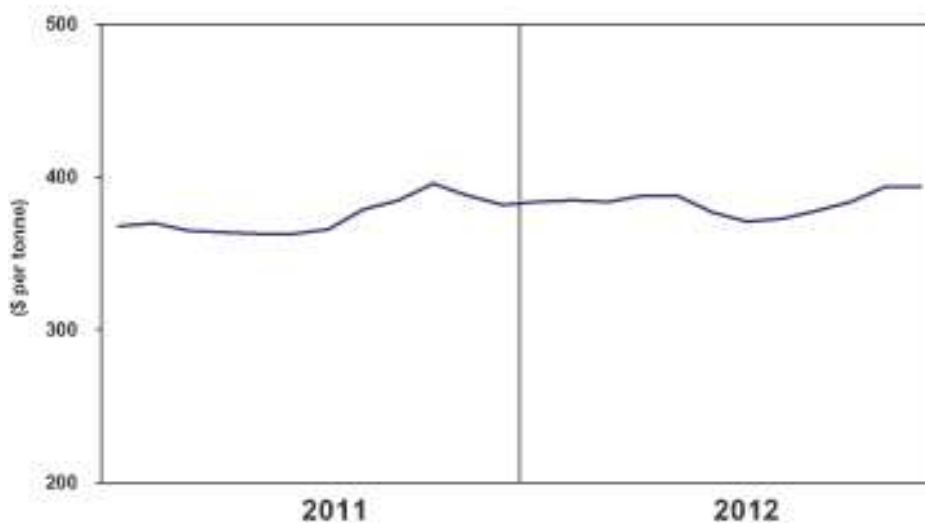
(\$ MILLONES)	2012	2011
Estado de resultados consolidado:		
Ventas	\$ 2,673	\$ 2,608
Costo de ventas y gastos operacionales , excluyendo el impacto del mark-to-market de la compensación basada en acciones	(2,171)	(2,128)
	502	480
Compuesto de:		
EBITDA ajustado (atribuible a los accionistas de Methanex) ¹	429	427
Montos atribuibles al interés minoritario	73	53
	502	480
Impacto del mark-to-market de la compensación basada en acciones	(16)	21
Gastos y cargos de reubicación del proyecto Luisiana	(65)	–
Cargos por deterioro de activos	(297)	–
Depreciación y amortización	(172)	(157)
Utilidad (pérdida) operacional ¹	(48)	344
Costos financieros	(71)	(62)
Intereses y otros egresos financieros	1	2
Impuesto a la renta recuperación (cargo)	84	(56)
Utilidad (pérdida) neta	\$ (34)	\$ 228
Utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas de Methanex	\$ (68)	\$ 201

¹ Estos ítems son mediciones no GAAPs que no tienen un significado estandarizado de acuerdo a GAAPs y por lo tanto, es poco probable que se puedan comparar con mediciones similares presentadas por otras empresas. Refiérase a la sección Mediciones Complementarias no GAAP en la página 34 para una descripción de cada medición no GAAP y una conciliación con la medición GAAP más similar.

Ventas

Existen muchos factores que afectan nuestros niveles de ingresos por ventas mundiales y regionales. El negocio del metanol es un producto básico mundial que se ve afectado por los fundamentos de la oferta y la demanda. Debido a la diversidad de los productos finales en los que se usa el metanol, la demanda de metanol depende en gran medida de los niveles de la producción industrial, el precio de la energía y los cambios en las condiciones económicas generales, las que pueden variar en los mercados internacionales más importantes de metanol. Los precios del metanol se han mantenido relativamente estables en los últimos dos años y nuestros ingresos por ventas para el año 2012 fueron de \$2,7 mil millones en comparación con ingresos de \$ 2,6 mil millones en 2011.

Methanex Average Realized Price 2011 - 2012



La demanda mundial de metanol creció aproximadamente un 5% en 2012, a aproximadamente 51 millones de toneladas, con exclusión de la demanda de metanol para metanol integrado para plantas de olefinas. El aumento de la demanda fueron impulsadas por ambos, derivados tradicionales y las aplicaciones relacionadas con la energía en Asia, particularmente en China.

Los abastecimientos adicionales a la industria fuera de China en 2012 consistieron principalmente en el reinicio de nuestra segunda planta Motunui en Nueva Zelanda, que adicionó 0,7 millones de toneladas a la capacidad operativa del sitio sobre una base anual, y el reinicio de una planta de 0,7 millones de tonelada en Beaumont, Texas. La nueva producción de adiciones de suministro dentro de China fue consumida en ese país y China sigue siendo un gran importador neto de metanol.

En general, las condiciones de la industria se equilibraron en 2012 y esto dio lugar a un entorno de precios relativamente estable del metanol. Nuestro precio promedio realizado para el año 2012 fue de \$382 por tonelada, comparado con \$374 por tonelada en 2011.

La industria del metanol es altamente competitiva y los precios se ven afectados por los fundamentos de oferta y la demanda. Nosotros publicamos precios de referencia regionales sin descuento para cada mercado de metanol importante y estos precios publicados son revisados mensualmente o trimestralmente en base a los fundamentos de la industria y las condiciones del mercado. La mayoría de los contratos de nuestros clientes utilizan los precios de referencia publicados por Methanex como base para la fijación de precios, y ofrecemos descuentos a los clientes sobre la base de varios factores. Nuestro precio de referencia promedio sin descuento publicado para 2012 fue de \$443 por tonelada, comparado con \$440 por tonelada en 2011.

Distribución de Ingresos por Ventas

La distribución geográfica de los ingresos por ventas según la ubicación del cliente para el año 2012 fue similar al de 2011. Los detalles son como sigue:

(\$ MILLONES, EXCEPTO CUANDO SE INDIQUE LO CONTRARIO)					
	2012			2011	
Canadá	\$	180	7%	\$	176
Estados Unidos		563	21%		632
Europa		772	29%		679
China		409	15%		431
Corea		286	11%		267
Otros Asia		188	7%		155
América Latina		275	10%		268
	\$	2,673	100%	\$	2,608
					100%

EBITDA Ajustado (Atribuible a los Accionistas de Methanex)

El EBITDA Ajustado 2012 fue \$429 millones comparado con \$427 millones en 2011. Los principales impulsores de los cambios en nuestro EBITDA Ajustado son el precio promedio realizado, el volumen de ventas y los costos en efectivo, como se describe a continuación (consulte la sección Cómo Analizamos Nuestro Negocio en la página 11 para más información).

(\$ MILLONES)		2012 VS. 2011
Precio promedio realizado	\$	57
Volumen de ventas		(5)
Total costos base caja		(50)
Aumento en EBITDA Ajustado	\$	2

Precio Promedio Realizado

Nuestro precio promedio realizado para el año terminado al 31 de Diciembre 2012 fue \$382 por tonelada comparado con \$374 por tonelada en 2011, y esto aumentó nuestro EBITDA Ajustado en \$57 millones (refiérase a la sección Ventas en la página 13 para mayor información).

Volúmenes de Ventas

Los volúmenes totales de ventas de metanol, excluyendo los volúmenes de ventas a base de comisión, para el año terminado el 31 de diciembre 2012 fueron 64,000 toneladas más bajos que en 2011, lo que resultó en un menor EBITDA Ajustado de \$5 millones. Incluyendo las ventas a base de comisiones de las plantas Atlas y Egipto, nuestros volúmenes de ventas totales de metanol fueron 7,5 millones de toneladas en 2012 y 2011.

Total Costos base Caja

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

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

Los cambios en nuestros costos totales base caja para el año 2012 en comparación con 2011 se debió a lo siguiente:

(\$ MILLONES)	2012 VS. 2011	
Methanex- costo metanol producido	\$	(34)
Costo metanol comprado		(22)
Proporción de ventas de metanol producido por Methanex		36
Otros, neto		(30)
Aumento en total costos base caja	\$	(50)

Costos del Metanol Producido por Methanex

El gas natural es la materia prima principal en nuestras plantas de producción de metanol y es el componente más importante del costo del metanol producido por Methanex. Nosotros compramos gas natural para nuestras plantas de Nueva Zelanda, Trinidad, Egipto y Chile bajo contratos de compra de gas natural donde las condiciones incluyen un componente de precio base y precio variable vinculado al precio del metanol para reducir nuestra exposición al riesgo de precios de productos básicos. El componente de precio variable de cada contrato de gas se ajusta por una fórmula relacionada con los precios del metanol por encima de un cierto nivel. Creemos que esta relación de precios le permite a cada planta ser competitiva en todo el ciclo de precios del metanol. Los costos del metanol producido por Methanex fueron más altos en 2012 comparado con 2011 en \$34 millones, debido principalmente al impacto de los precios realizados más altos del metanol sobre nuestros costos de gas natural y a un cambio en la mezcla de producción vendida del inventario. Para obtener mayor información acerca de nuestros acuerdos de gas natural, consulte la sección Resumen de las Obligaciones Contractuales y Compromisos Comerciales en la página 21.

Costos del Metanol Comprado

Un elemento clave de nuestra estrategia corporativa es el liderazgo mundial, y como tal hemos construido una posición de liderazgo en cada uno de los principales mercados mundiales, donde se vende el metanol. Nosotros complementamos nuestra producción con metanol comprado por medio de contratos de toma libre de metanol y en el mercado spot para cubrir las necesidades del cliente y apoyar nuestros esfuerzos de comercialización en los mercados mundiales. En la estructuración de los acuerdos de compra, buscamos oportunidades que ofrezcan sinergias con nuestra cadena de suministro existente que nos permite comprar metanol en la región con el menor costo. El costo del metanol comprado consiste principalmente del costo del propio metanol, el que está directamente relacionado con el precio del metanol al momento de la compra. Como resultado de los precios más altos del metanol en el 2012, y la programación de las compras, el costo de metanol comprado por tonelada aumentó y esto disminuyó el EBITDA Ajustado en \$22 millones en comparación con 2011.

Proporción de ventas de metanol producido por Methanex

El costo de metanol comprado está directamente vinculado al precio de venta del metanol al momento de la compra y el costo del metanol comprado es generalmente más alto que el costo de metanol producido por Methanex. En consecuencia, un aumento en la proporción de las ventas de metanol producido por Methanex resulta en una disminución en nuestra estructura de costo global para un período determinado. La proporción de las ventas de metanol producido por Methanex en el año terminado al 31 de diciembre de 2012 fue más alta en comparación con 2011 y esto aumentó el EBITDA Ajustado en \$36 millones. Hemos aumentado nuestro volumen de ventas de metanol producido en las plantas de Nueva Zelanda, Egipto y Medicine Hat y esto compensó de sobra la disminución en los volúmenes de ventas de la planta de Chile.

Otros, Netos

Nuestra inversión en la distribución global y en la infraestructura de suministro incluye una flota especial de buques oceánicos. Utilizamos estos buques para aumentar el valor para los clientes, proporcionando un suministro confiable y seguro y para optimizar los costos de la cadena de suministro global. Para el año terminado el 31 de diciembre 2012 en comparación con 2011, los fletes marítimos y otros costos de logística fueron superiores en \$10 millones principalmente como resultado de un cargo excepcional a resultados para terminar un contrato de arrendamiento de fletamento marítimo. Además de los cambios en los precios del combustible, los costos logísticos pueden variar de un período a otro en función de los niveles de producción de cada uno de nuestras plantas de producción y el impacto resultante en nuestra cadena de suministro.

Hemos experimentado una falla del equipo en nuestras instalaciones de Atlas en julio de 2011. Nuestras operaciones están cubiertas por pólizas de seguro de interrupción de negocios y finalizamos nuestro reclamo relacionado con este evento en 2012. En el 2011 registramos una recuperación de \$17 millones en relación con este acontecimiento y los restantes \$11 millones fueron registrados en 2012.

En octubre de 2012, llevamos a cabo una reestructuración de nuestras operaciones en Chile que redujo el tamaño de nuestra fuerza de trabajo y resultó en un cargo de \$5 millones a resultados en 2012. El cambio remanente en otros costos base caja se debe principalmente a la oportunidad en que se reconocen los costos fijos de producción en resultados. Asignamos los costos fijos de fabricación en inventarios basados en la capacidad normal de operación de nuestras instalaciones de fabricación. Durante el año 2012, debido principalmente a que nuestras plantas de Chile y Egipto funcionan por debajo de la capacidad instalada en determinados períodos, una parte de los costos fijos de fabricación se cargaron directamente a resultados en lugar de inventarios y esto disminuyó el EBITDA ajustado en 2012.

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

Nosotros otorgamos premios basados en acciones como un elemento de compensación. Los premios basados en acciones incluyen opciones sobre acciones, derechos de revalorización de acciones, derechos de revalorización de acciones tándem, unidades de acciones diferidas, unidades de acciones restringidas y unidades de acciones de rendimiento. Para todos los premios basados en acciones, la compensación basada en acciones es reconocida durante el periodo de devengo relacionado con la proporción de años de servicio que se han prestado en cada fecha de reporte. La compensación basada en acciones incluye una cantidad relacionada con el valor a la fecha de otorgamiento y el impacto del mark-to-market, como resultado de los cambios posteriores en el precio de las acciones de la Sociedad. El monto a la fecha de otorgamiento está incluido en el EBITDA Ajustado y el Resultado neto ajustado. El impacto del mark-to-market de la compensación basada en acciones, como resultado de cambios en el precio de nuestras acciones se excluye del EBITDA Ajustado y del Resultado neto ajustado y se analiza por separado.

(\$ MILLONES, EXCEPTO CUANDO SE INDICA LO CONTRARIO)	2012	2011
Precio de la acción de Methanex Corporation ¹	\$ 31.87	\$ 22.82
Gasto valor justo a la fecha de la subvención incluido en EBITDA Ajustado	20	16
Impacto del Mark-to-market debido al cambio en el precio de la acción	16	(21)
Total gasto (recuperación) compensación basada en acciones	\$ 36	\$ (5)

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

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

Los derechos de revalorización de acciones (SAR) y los derechos de apreciación de acciones tándem (TSARs) son unidades que le otorgan a su tenedor el derecho a recibir un pago en efectivo al momento de ejercer el derecho por la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio, que se determina a la fecha de concesión. El valor justo de los SARs y TSARs es remedido cada trimestre utilizando el modelo de precio de opciones de Black-Scholes, que considera el valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en el último día de transacción del trimestre.

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

Gastos y Cargos de Reubicación del Proyecto Luisiana

En julio de 2012, se llegó a una decisión final de inversión para continuar con el proyecto para reubicar una planta ociosa de Chile a Geismar, Luisiana. El proyecto agregará aproximadamente un millón de toneladas de capacidad de operación y se espera que entre en funcionamiento a finales de 2014. Bajo IFRS, ciertos costos asociados con la reubicación de un activo no califican para ser capitalizados y deben ser cargados directamente a resultados. Durante 2012, cargamos \$39 millones (\$23 millones después de impuestos) de los gastos de reubicación del proyecto Luisiana directamente a resultados. Además, un cargo no monetario de \$26 millones (\$18 millones después de impuestos), se registró en resultados en el año 2012 relacionado con el valor libro de la planta de Chile que se está trasladando a Luisiana.

Cargo por Deterioro de Activo

Como resultado de los continuos desafíos relacionados con asegurar un suministro sostenible de gas natural en Chile, registramos un cargo por deterioro de activos antes de impuestos de \$297 millones (\$193 millones después de impuestos) sin efecto en efectivo para reducir el valor libro de nuestros activos en Chile al 31 de diciembre de 2012 a \$245 millones. Los restantes \$245 millones del valor libro excluye la primera planta de Chile que está siendo trasladada a Geismar, Luisiana, pero incluye la segunda planta que la administración está también considerando para reubicarla en Geismar. Consulte las Estimaciones Contables Críticas - sección Recuperabilidad del Valor Libro de Activos en la página 33 para obtener más información.

Depreciación y Amortización

La depreciación y amortización fue de \$172 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2012 en comparación con \$157 millones para el mismo periodo de 2011. El aumento en la depreciación y amortización en el 2012 comparado con el 2011 es principalmente una consecuencia de la depreciación asociada con las plantas de metanol de Egipto (100% base) y de Medicine Hat, que comenzó a funcionar en el primer y segundo trimestre de 2011, respectivamente, y la depreciación asociada con la segunda planta de Motunui en Nueva Zelanda, que comenzó a operar en el tercer trimestre de 2012.

Costos Financieros

(\$ MILLONES)	2012	2011
Costos financieros antes de intereses capitalizados	\$ 73	\$ 70
Menos intereses capitalizados	(2)	(8)
Costos financieros	\$ 71	\$ 62

Los costos financieros antes de intereses capitalizados se refieren principalmente a los gastos por intereses de los bonos no garantizados y deuda con garantías limitadas. Los intereses capitalizados en 2012 se refieren a los costos por intereses capitalizados para el proyecto de Luisiana mientras que los intereses capitalizados en el 2011 se relacionan con el proyecto de Egipto.

Ingresos Financieros y Otros Gastos

Los intereses financieros y otros egresos fueron \$1 millón y \$2 millones respectivamente para los años terminados al 31 de diciembre 2012 y 2011.

Impuesto a la Renta

Un resumen de nuestros impuestos a la renta para el año 2012 en comparación con 2011, es el siguiente:

(\$ MILLONES, EXCEPTO CUANDO SE INDICA LO CONTRARIO)	AÑO TERMINADO AL 31 DIC 2012			
	MONTOS EXCLUYE REUBICACIÓN DEL PROYECTO LUISIANA Y CARGO DETERIORO DE ACTIVO	GASTOS Y CARGOS DE REUBICACIÓN DEL PROYECTO LUISIANA Y CARGO DETERIORO DE ACTIVO	GASTOS Y CARGOS DE REUBICACIÓN DEL PROYECTO LUISIANA Y CARGO DETERIORO DE ACTIVO	TOTAL
Utilidad (pérdida) antes de impuesto	\$ 244	\$ (362)	\$ (118)	
Impuesto, recuperación (gasto)	(44)	128	84	
Utilidad (pérdida) neta	\$ 200	\$ (234)	\$ (34)	
Tasa efectiva de impuesto	18%	35%	71%	

AÑO TERMINADO AL 31 DIC 2011					
(\$ MILLONES, EXCEPTO CUANDO SE INDICA LO CONTRARIO)	MONTOS EXCLUYE REUBICACIÓN DEL PROYECTO Y CARGO DETERIORO DE ACTIVO	GASTOS Y CARGOS DE REUBICACIÓN DEL PROYECTO LUISIANA	GASTOS Y CARGOS DE REUBICACIÓN DEL PROYECTO LUISIANA Y CARGO DETERIORO DE ACTIVO		TOTAL
Utilidad antes de impuesto	\$ 284	\$ -	\$ -		284
Impuesto, gasto	(56)	-	-		(56)
Utilidad neta	\$ 228	\$ -	\$ -		228
Tasa efectiva de impuesto	20%	-	-		20%

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2012, la tasa efectiva de impuestos excluyendo los impuestos relacionados con los gastos y cargos de reubicación del proyecto de Luisiana y el cargo por deterioro de activos fue del 18% comparado con 20% para el año terminado el 31 de diciembre 2011.

Nosotros generamos la mayoría de nuestros resultados antes de impuesto en Nueva Zelanda, Trinidad, Egipto, Canadá y Chile. En Trinidad y Chile la tasa de impuesto estatutario es de 35% y en Egipto la tasa de impuesto estatutario es 25%. Nuestra planta Atlas en Trinidad tiene una exención parcial de impuesto a la renta corporativo hasta el año 2014. Tenemos pérdidas tributarias significativas en Canadá y Nueva Zelanda que no han sido reconocidas para efectos contables. Durante el año 2012, nosotros ganamos una mayor proporción de los resultados consolidados producto del metanol producido en jurisdicciones con bajas tasas de impuestos efectivas y esto contribuyó a una menor tasa de impuesto efectiva en comparación con 2011.

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

Para mayor información con respecto a impuestos a la renta, refiérase a la nota 17 de nuestros estados financieros consolidados del 2012.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Un resumen de nuestros estados consolidados de flujos de efectivo es el siguiente:

(\$ MILLONES)	2012	2011
Flujo de Caja de Actividades Operacionales:		
Flujo de caja en actividades operacionales antes de cambios capital de trabajo sin movimiento de fondos ¹	\$ 436	\$ 444
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo	22	36
	458	480
Flujo de Caja Actividades Financieras:		
Pago de dividendos	(68)	(62)
Intereses pagados, incluyendo liquidación de tasa de interés de swap	(65)	(60)
Fondos netos en emisión de deuda a largo -plazo	590	3
Pago de deuda a largo plazo y deuda con recurso limitado	(251)	(50)
Otros	(41)	(11)
	165	(180)
Flujo de Caja Actividades de Inversión:		
Propiedad, planta y equipos	(134)	(126)
Gastos proyecto Luisiana	(74)	(1)
Activos - Petróleo y gas	(33)	(30)
Geopark pagos	10	7
Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de fondos relacionado con actividades de inversión	3	7
	(228)	(143)
Aumento de efectivo y efectivo equivalente	395	157
Efectivo y efectivo equivalente, fin de año	\$ 746	\$ 351

¹ Estos ítems son mediciones no GAAPs que no tienen un significado estandarizado de acuerdo a GAAPs y por lo tanto, es poco probable que se puedan comparar con mediciones similares presentadas por otras empresas. Refiérase a la sección Mediciones Complementarias no GAAP en la página 34 para una descripción de cada medición no GAAP y una conciliación con la medición GAAP más similar.

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 2012, fueron \$458 millones en comparación con \$480 millones para 2011. La disminución en los flujos de efectivo de actividades operacionales se explica por una menor utilidad (pérdida) neta, después de excluir depreciación y amortización, cargos de reubicación del proyecto Luisiana sin efecto en efectivo, cargos por deterioro de activos y gastos financieros y los cambios en capital de trabajo no monetario. El siguiente cuadro muestra un resumen de estos elementos para 2012 y 2011:

(\$ MILLONES)	2012	2011
Utilidad) pérdida) neta	\$ (34)	\$ 228
Agregar (deducir) ítems sin movimiento de efectivo:		
Depreciación y amortización	172	157
Cargos proyecto Luisiana sin efecto en efectivo, neto de impuesto	18	—
Cargo por deterioro de activo, neto de impuesto	193	—
Costos financieros	71	62
Otros, neto	16	(3)
Flujos de efectivo de actividades operacionales antes de Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de fondos ¹	436	444
Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de fondos:		
Cuentas por cobrar y otros	(45)	(59)
Inventarios	27	(44)
Gastos anticipados	(4)	2
Cuentas por pagar y provisiones, incluyendo pasivos a largo-plazo	44	137
	22	36
Flujo de Caja de Actividades Operacionales	\$ 458	\$ 480
Flujo de Caja de Actividades Operacionales Ajustado (atribuible a los accionistas de Methanex)¹	\$ 403	\$ 392

¹Estos ítems son mediciones no GAAPs que no tienen un significado estandarizado de acuerdo a GAAPs y por lo tanto, es poco probable que se puedan comparar con mediciones similares presentadas por otras empresas. Refiérase a la sección Mediciones Complementarias no GAAP en la página 34 para una descripción de cada medición no GAAP y una conciliación con la medición GAAP más similar.

Para una discusión respecto de los cambios en la utilidad (pérdida) neta, depreciación y amortización, gastos y cargos de reubicación del proyecto Luisiana, cargos por deterioro de activos, y gastos financieros, refiérase al análisis de nuestros resultados financieros en la página 12.

Los cambios en el capital de trabajo sin movimientos de fondos aumentaron los flujos de efectivo de actividades operacionales en \$22 millones para el año terminado el 31 de diciembre 2012 en comparación con \$36 millones para el año terminado el 31 de diciembre 2011. Las cuentas por cobrar y otras aumentaron en 2012 y esto disminuyó los flujos de caja generados por las actividades operacionales en \$45 millones, debido principalmente al impacto en las cuentas por cobrar de los clientes de un precio promedio realizado del metanol más alto. Los inventarios disminuyeron principalmente debido a un menor volumen de metanol comprado incluido en el inventario final y esto aumentó el flujo de efectivo generado por las operaciones en \$27 millones. Las cuentas por pagar y provisiones, incluyendo acreedores a largo plazo aumentaron los flujos de efectivo de actividades de la operación en \$44 millones, debido principalmente al impacto de los precios del metanol más altos en cuentas por pagar de suministro de gas natural.

Los flujos de efectivo ajustados de las actividades operacionales fueron \$403 millones para el año 2012 en comparación con \$392 millones para 2011 (consulte las Mediciones Complementarias No GAAP en la página 34 para una conciliación de los flujos de efectivo de actividades operacionales con los flujos de efectivo de actividades de la operación ajustados).

Flujo de Caja Actividades Financieras

Durante 2012, hemos aumentado nuestro dividendo trimestral regular en un 9% a \$0,185 por acción, a partir del dividendo a pagar el 30 de junio de 2012. El total de pagos de dividendos en 2012 fueron \$68 millones comparado con \$62 millones en 2011.

También durante 2012, emitimos dos tramos separados de pagarés no garantizados con tasas de interés del 5,25% (rendimiento efectivo del 5,3%) y 3,25% (rendimiento efectivo del 3,4%), respectivamente. Los \$250 millones y \$350 millones de pagarés no garantizados tienen vencimiento el 1 de marzo 2022 y el 15 de diciembre de 2019, respectivamente.

Durante 2012, pagamos \$200 millones de pagarés no garantizados cuya tasa de interés era 8,75% y \$51 millones de otras deudas con recurso limitado. La otra deuda con recurso limitado consistió en \$34 millones de la deuda con recurso limitado de Egipto, \$15 millones de la deuda con recurso limitado de Atlas y \$2 millones de otras deudas con recurso limitado en comparación con los pagos totales en 2011 de \$50 millones. Hemos entrado en contratos swap de tasa de interés para canjear los pagos de intereses basados en LIBOR por un promedio total de tasa de interés fija de 4,8% más un margen para

aproximadamente el 75% de la duda con garantías limitadas de Egipto para el período 31 de marzo de 2015 (refiérase a la sección Instrumentos Financieros en la página 23 para más información). Las liquidaciones en efectivo relacionadas con estos contratos swap de tasas de interés durante 2012 y 2011 se incluyen en el rubro intereses pagados de \$65 millones.

Flujo de Caja de Actividades de Inversión

Durante 2012, tomamos una decisión final de inversión para continuar con el proyecto para reubicar una planta inactiva de Chile a Geismar, Luisiana, con un costo estimado del proyecto de aproximadamente \$550 millones. Durante 2012, incurrimos en \$113 millones de gastos en relación con el proyecto, de los cuales \$74 millones se capitalizaron en el rubro propiedad, planta y equipo y el monto remanente se cargó a resultados.

También durante 2012, incurrimos en un total de \$68 millones para aumentar nuestra capacidad de producción en Nueva Zelanda. Hemos reiniciado una segunda planta en Motunui a mediados de 2012 y recientemente anunciamos nuestro compromiso de aumentar aún más la capacidad solucionando el cuello de botella del sitio Motunui y el reinicio de la planta Waitara Valley. También incurrimos en \$66 millones de costos relacionados con las actividades de rotaciones, catalizadores y mantenimiento en otras plantas.

Hemos incurrido en un total de \$33 millones en 2012 en relación con nuestra participación de los gastos de petróleo y gas en el sur de Chile. Además de los bloques de exploración en los que estamos participando, tenemos un acuerdo con ENAP para invertir en exploración y desarrollo de gas natural en el bloque de exploración Dorado Riquelme en el sur de Chile. Bajo este convenio, financiamos una participación del 50% en el bloque y recibimos el 100% del gas natural producido en el bloque.

También tenemos acuerdos con GeoPark Chile Limited (GeoPark) bajo el cual hemos proporcionado \$57 millones en financiamiento para apoyar y acelerar actividades de exploración y de desarrollo de gas natural de GeoPark en el sur de Chile. Durante 2012, GeoPark ha pagado aproximadamente \$10 millones, con lo que los reembolsos acumulados de este financiamiento ascienden a \$50 millones al 31 de diciembre de 2012. No tenemos obligaciones adicionales para proporcionar financiación a Geopark.

Liquidez y Capitalización

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 el 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 2012 y 31 de diciembre de 2011:

(\$ MILLONES, EXCEPTO CUANDO SE INDIQUE LO CONTRARIO)	2012	2011
Liquidez:		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 746	\$ 351
Líneas de crédito no utilizadas	400	200
Total liquidez	1,146	551
Capitalización:		
Pagarés no garantizados	739	349
Deudas con garantías limitadas, incluyendo porción corto plazo	506	554
Deuda total	1,245	903
Interés minoritario	188	197
Patrimonio	1,290	1,405
Total capitalización	\$ 2,723	\$ 2,505
Total deuda a capital¹	46%	36%
Deuda neta a capital²	25%	26%

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

² Definida como deuda total (incluye el 100% de la deuda relacionada con la planta de metanol de Egipto) menos efectivo y efectivo equivalente, dividido por la capitalización total menos 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, la emisión de capital, el pago de dividendos y la recompra de acciones.

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

Operamos en una industria altamente competitiva y creemos que es conveniente mantener un balance general conservador y mantener flexibilidad financiera. Al 31 de Diciembre 2012 tenemos un sólido balance general con un saldo de efectivo de \$746 millones, incluye \$36 millones relacionado con el interés minoritario en Egipto, y \$400 millones de un crédito no girado. Nosotros solo invertimos en instrumentos altamente clasificados con vencimiento de tres meses o menos para asegurar el mantenimiento del capital y liquidez apropiada.

Al 31 de diciembre de 2012, nuestra deuda a largo plazo incluye \$750 millones en documentos no garantizados (\$150 millones que vencen en 2015, \$350 millones que vencen en 2019 y \$250 millones que vencen en 2022), \$450 millones relacionado con la deuda con garantías limitadas de Egipto (base 100%), y \$50 millones relacionados con nuestra deuda con garantías limitadas de Atlas y \$17 millones de otras deudas con garantías limitadas.

Tenemos provisiones de ciertas cláusulas de incumplimiento y mora en nuestras obligaciones de deuda a largo plazo, y también tenemos ciertas cláusulas que pudiera restringir el acceso a facilidades de crédito. La deuda con garantías limitadas de Egipto contienen un acuerdo de completar al 31 de marzo de 2013, ciertas inscripciones de títulos de propiedad e hipotecas relacionadas que requieren una acción por parte de entidades del gobierno egipcio y que no esperamos se finalice el 31 de marzo 2013. La Compañía está buscando una exención de los prestamistas. No creemos que la conclusión de estos elementos es importante para la seguridad que ofrecemos a los prestamistas.

Al 31 de diciembre de 2012, la administración cree que la Compañía estaba en cumplimiento con todos los convenios y disposiciones de incumplimiento relacionadas con sus obligaciones de deuda a largo plazo.

Nuestro programa de gastos previstos de mantenimiento del capital dirigido a reparaciones mayores, rotaciones y cambios de catalizador para las operaciones en curso se estima aproximadamente en \$160 millones hasta el final de 2013. En julio de 2012, se llegó a una decisión final de inversión para continuar con el proyecto para reubicar una planta inactiva de Chile a Geismar, Luisiana con costos estimados del proyecto de aproximadamente \$550 millones. Se espera que la planta esté operativa a finales de 2014 y durante el año 2012 hemos desembolsado \$113 millones en el proyecto. Estamos en el proceso de corregir el cuello de botella de las plantas de Medicine Hat, Canadá y Motunui, y Nueva Zelanda y reiniciar la planta de Waitara Valley. Estos proyectos darán lugar a gastos adicionales de capital de aproximadamente \$100 millones a finales de 2013. Creemos que tenemos la capacidad financiera para financiar estas iniciativas de crecimiento con dinero en efectivo disponible, el efectivo generado de las operaciones y el préstamo bancario no girado.

Creemos que estamos bien posicionados para cumplir con nuestros compromisos financieros, invertir para hacer crecer la Compañía y seguir cumpliendo con nuestro compromiso de repartir cualquier exceso de efectivo a los accionistas.

Resumen de Obligaciones Contractuales y Compromisos Comerciales

Un resumen de los montos y fechas estimadas de los flujos de caja relacionados con las obligaciones contractuales y compromisos comerciales al 31 de diciembre 2012 es como sigue:

(\$ MILLONES)	2013	2014-2015	2016-2017	AFTER 2017	TOTAL
Pagos de deuda a largo plazo	\$ 53	\$ 262	\$ 101	\$ 852	\$ 1,268
Obligaciones por intereses deuda a largo plazo	60	99	66	102	327
Pagos de otras obligaciones a largo plazo	30	110	19	88	247
Gas natural y otros	263	366	266	1,020	1,915
Obligaciones leasing operativo	124	170	134	281	709
	\$ 530	\$ 1,007	\$ 586	\$ 2,343	\$ 4,466

Pagos de Deudas a Largo Plazo e Intereses

Tenemos \$150 millones de pagarés no garantizados que vencen en el año 2015, \$350 millones de pagarés no garantizados que vencen en el año 2019 y \$250 millones de pagarés no garantizados que vencen en el año 2022. El resto de los pagos por deuda representan el total del pago esperado de capital relacionado con el proyecto en Egipto, y nuestra participación proporcional en los pagos de capital relacionado con el endeudamiento con garantías limitadas del financiamiento de Atlas y otras deudas con garantías limitadas. Las obligaciones por intereses relacionadas con deudas a largo plazo con tasa de interés variable, han sido calculadas utilizando las tasas de interés vigentes al 31 de diciembre de 2012. Para mayor información, consulte la nota 9 de nuestros estados financieros consolidados 2012.

Pagos de otras Obligaciones a Largo Plazo

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

Gas Natural y Otros

Tenemos compromisos bajo contratos “tome-pague” (“take-or-pay”) para comprar cantidades anuales de gas natural y pagar por la capacidad de transporte relacionada con este gas natural. También tenemos contratos “tome-pague” para comprar oxígeno y otros requerimientos de materias primas en Trinidad. “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”.

Los contratos de suministro de gas natural para nuestras plantas en Nueva Zelanda, Trinidad y 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 por sobre un cierto nivel. Creemos que esta relación de precios hace que estas plantas sean competitivas en todos los puntos del ciclo de precio del metanol y proporciona a los proveedores de gas un atractivo retorno. Los montos que se muestran en la tabla por estos contratos representan sólo el componente precio base.

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

Tenemos también acuerdos con ENAP y Geopark para acelerar la exploración y desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Según el acuerdo, hacemos aportes de capital para financiar la exploración y desarrollo y tenemos contratos para comprar todo el gas natural descubierto. Debido a que no podemos determinar la cantidad de gas natural que será comprado en virtud de estos contratos en el futuro, no se ha incluido ningún monto en la tabla anterior.

La tabla anterior no incluye los costos de mantención de capital planificado o los gastos de ampliación o de las obligaciones con vencimientos inferiores a un año.

Tenemos contratos de suministro que vencen entre el 2017 y 2025 con los proveedores argentinos de gas natural proveniente de Argentina para una porción significativa de la capacidad de nuestras plantas en Chile. Hemos excluido estas obligaciones de compra potenciales de la tabla anterior. Desde junio de 2007, los proveedores de gas natural de Argentina han cortado todo el suministro de gas a nuestras plantas en Chile. En las circunstancias actuales, no esperamos recibir más suministro de gas natural desde Argentina.

También tenemos contratos con ENAP para el suministro de gas natural para producir aproximadamente 0,8 millones de toneladas de metanol en nuestras plantas en Chile. En los últimos años, las entregas de ENAP han ido disminuyendo y ENAP ha entregado mucho menos que la cantidad total de gas natural que estaba obligado a entregar en virtud de estos contratos. Hemos excluido las obligaciones de compra potenciales de la tabla anterior.

Tenemos los derechos de comercialización para el 100% de la producción de nuestras plantas de propiedad conjunta, Atlas y Egipto, que se traduce en compromisos de compras adicionales de 1,2 millones de toneladas por año de suministro de metanol de toma libre cuando estas plantas operan a plena capacidad. Al 31 de diciembre de 2012, también tenemos compromisos de compra de metanol con otros proveedores en virtud de contratos por aproximadamente 0.5 millones de toneladas para 2013 y 2.6 millones de toneladas con posterioridad. La fijación de precios en virtud de los compromisos se asocia al precio de referencia al momento de la compra o venta, y, en consecuencia, ningún monto se han incluido en el cuadro anterior.

Estamos en el proceso de reubicación de una de las plantas de metanol ociosa de Chile a Geismar, Luisiana. Se prevé que esta planta tendrá una capacidad de producción de 1,0 millones de toneladas, y comenzará a operar a finales de 2014. Con posterioridad al 31 de diciembre de 2012, firmamos un acuerdo de gas natural de diez años para el suministro de todos los requerimientos de gas natural de la planta. Las entregas contractuales y obligaciones bajo el contrato comenzarán en la primera fecha de las operaciones comerciales. También con posterioridad al 31 de diciembre de 2012, firmamos un acuerdo de compra de gas natural para apoyar el reinicio de la planta de 0,5 millones de toneladas por año, Waitara Valley en Nueva Zelanda. No se ha incluido en el cuadro anterior ningún monto en relación con estos contratos.

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 2012, no tenemos ningún acuerdo fuera del balance general, como lo definen los reguladores de valores aplicables en Canadá y Estados Unidos, que tengan, o puedan tener, un efecto material actual o futuro en nuestros resultados operacionales o posición financiera.

Instrumentos Financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que da origen a un activo financiero para una parte y un pasivo financiero o instrumento de capital para la otra parte. Los instrumentos financieros son medidos ya sea al costo amortizado o valor justo. Las inversiones, préstamos y créditos y otros pasivos financieros 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 los precios de materias primas, 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 precios, en los tipos de cambio y tasas de interés variable. Los instrumentos financieros derivados son clasificados como mantenidos para comercialización y se registran en los Estados Consolidados de Situación Financiera 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 2012 y el 31 de diciembre de 2011:

(\$ MILLONES)	2012	2011
Activos financieros:		
Préstamos y cuentas por cobrar:		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 746	\$ 351
Cuentas por cobrar y otros, excluye impuesto por recuperar y porción corto plazo financiamiento GeoPark	371	333
Provisión incobrable financiamiento proyecto incluido en otros activos	45	40
GeoPark financiamiento, incluye porción corto plazo	8	18
Total activos financieros¹	\$ 1,170	\$ 742
Pasivos financieros:		
Otros pasivos financieros:		
Cuentas por pagar, otros y provisiones, excluye impuesto por pagar	\$ 339	\$ 306
Pagos diferido de gas incluidos en otros pasivos a largo-plazo	83	51
Deuda a largo plazo, incluye porción corriente	1,245	903
Pasivos financieros mantenidos para la venta:		
Instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja ²	33	42
Total pasivos financieros	\$ 1,700	\$ 1,302

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

² El hedge del euro y los swaps de tasas de interés de Egipto designado como cobertura de flujo de efectivo se miden a su valor justo según los modelos de valuación aceptados en la industria e información obtenida de mercados activos.

Al 31 de diciembre 2012 todos los instrumentos financieros se registran en los Estados Consolidados de Situación Financiera a su costo amortizado con la excepción de instrumentos financieros derivados que se registran a valor justo.

La línea de crédito con garantías limitadas de Egipto está sujeta a un interés tasa LIBOR más un delta. La Compañía ha firmado contratos swap de tasa de interés, que cubren los pagos de interés base LIBOR por una tasa LIBOR fija de 4,8% en promedio más un delta, sobre aproximadamente el 75% de la deuda con garantías limitadas de Egipto para el periodo hasta 31 de marzo 2015. Estos contratos swap de tasa de interés tienen un monto nocional vigente de \$342 millones al 31 de diciembre 2012. El monto nocional disminuye durante el periodo esperado de pago del crédito con garantías limitadas de Egipto. Al 31 de diciembre 2012 estos contratos swap de tasa de interés, tienen un valor justo negativo de \$33 millones (al 31 de diciembre 2011 - \$42 millones negativo), registrados en otros pasivos a largo plazo. El valor justo de estos contratos swap de tasa de interés fluctuará hasta su vencimiento.

La Compañía también designa como cobertura de flujo de caja contratos forward de moneda para vender euros a un tipo de cambio fijo del dólar. Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía tenía contratos forward de divisas vigentes designados como coberturas de flujo de caja para vender un monto nominal de 5,8 millones de euros a cambio de dólares y estos contratos de euro tienen un valor justo negativo de \$0.2 millones (2011 - valor justo positivo de \$0,3 millones) registrados en cuentas por pagar, otras cuentas por pagar y pasivos devengados.

Los cambios en el valor justo de instrumentos financieros designados como cobertura de flujo de caja han sido registrados bajo el rubro otros ingresos integrales.

FACTORES DE RIESGO Y ADMINISTRACION DEL RIESGO

Estamos sujetos a riesgos que requieren un manejo prudente. Creemos que los siguientes riesgos, además de aquellos que se describen en el capítulo Estimaciones Contables Críticas en la página 32, están dentro de los más importantes para entender los problemas que enfrenta nuestro negocio y nuestro enfoque en el manejo de los riesgos.

Seguridad en el Suministro y Precio del Gas Natural

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

Nueva Zelanda

Tenemos tres plantas en Nueva Zelanda, con una capacidad total de producción de hasta 2,4 millones de toneladas por año. Dos plantas están situadas en Motunui y la tercera se encuentra en Waitara Valle. En 2012, reiniciamos una segunda planta, Motunui, y recientemente nos hemos comprometido a corregir el cuello de botella el sitio Motunui y reiniciar la planta de Waitara Valley. Una vez concluidos los proyectos en curso en Nueva Zelanda, esperamos ser capaces de operar el sitio a su capacidad instalada de producción de 2,4 millones de toneladas anuales, dependiendo de la composición del gas natural. Hemos celebrado varios acuerdos con distintos proveedores para sustentar nuestras operaciones en Nueva Zelanda con términos que varían en vigencia y son de hasta diez años. Todos los acuerdos de Nueva Zelanda son acuerdos take-or-pay, e incluyen un componente de precio base y variable donde el componente de precio variable se ajusta por una fórmula relacionada con los precios del metanol por encima de un cierto nivel. Creemos que esta relación de precios les permite a estas plantas ser competitivas en todos los puntos del ciclo de precio del metanol y le proporciona a los proveedores de gas una rentabilidad atractiva. Algunos de estos contratos requieren que el proveedor suministre una cantidad mínima de gas natural con volúmenes adicionales que dependen del éxito de la exploración y desarrollo del campo relacionado de gas natural.

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

La operación futura de nuestras plantas de Nueva Zelanda depende de la oferta y la demanda de metanol de la industria, la capacidad de nuestros proveedores contratados para cumplir con sus compromisos, y el éxito de las actividades exploración y desarrollo en curso. No podemos ofrecer garantías de que los proveedores contratados van a cumplir sus compromisos o que las actividades de exploración y desarrollo en curso en Nueva Zelanda serán exitosas para permitir que nuestras operaciones operen a plena capacidad.

Trinidad

Natural gas for our two methanol production facilities in Trinidad, with our share of total production capacity being 2.0 million tonnes per year, is supplied under long-term contracts with NGC. El gas natural para nuestras dos plantas productivas de metanol en Trinidad, en donde nuestra proporción de capacidad de producción total es de 2,0 millones de toneladas por año, es suministrado bajo contratos a largo plazo de NGC. Los contratos de Titán y Atlas vencen en 2014 y 2024, respectivamente y tienen componentes de precio base y variable en donde la porción variable cambia con los precios del metanol. Aunque Titán y Atlas se encuentran cerca de otras reservas de gas natural en Trinidad, que creemos podrían ser una fuente de suministro después de la expiración de los contratos de suministro de gas natural, no podemos dar garantías de que seremos capaces de asegurar el acceso a gas natural bajo contratos a largo plazo en términos comercialmente aceptables y que esto no va a tener un impacto adverso en nuestros resultados de operaciones y posición financiera.

Desde el año 2011, los grandes consumidores industriales en Trinidad, incluyendo nuestra plantas Titan y Atlas, han experimentado reducciones periódicas de suministro de gas natural debido a un desajuste entre los compromisos de abastecimiento de NGC y la demanda de los clientes de NGC, que se pone de manifiesto cuando un problema técnico surge o la instancia de mantenimiento planificado que reduce el suministro de gas. Estamos comprometidos con las principales partes interesadas para encontrar una solución a este problema, pero mientras tanto esperamos continuar experimentando algunos recortes de gas a nuestras plantas de Trinidad. No podemos ofrecer garantías de que no vamos a experimentar cortes

más prolongados o que estos serán mayores que las reducciones anticipadas debido a los cortes o por otros motivos en Trinidad, y que estos cortes no serán significativos y que esto no tendría un impacto adverso en nuestros resultados de operaciones y posición financiera.

Egipto

El gas natural para la planta de 1,26 millones de toneladas por año en Egipto, que comenzó su producción comercial en marzo de 2011, es suministrada bajo un contrato a largo plazo de la empresa estatal Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS). El precio del gas contractual incluye un componente de precio base y otro variable, donde la parte variable cambia con los precios del metanol. El gas natural es suministrado a esta planta de la misma red de gas que entrega suministros de gas a otros usuarios industriales en Egipto, así como a la población egipcia en general.

La planta de Egipto ha experimentado restricciones periódicas de suministro de gas natural, comenzando a mediados de 2012 y desde entonces ha operado por debajo de su máxima capacidad. El gobierno de Egipto se encuentra en una transición, lo que ha provocado un malestar civil permanente, incertidumbre política y un impacto negativo en la economía del país. Creemos que la incertidumbre política está causando retrasos en la toma de decisiones dentro del gobierno egipcio, en particular con respecto al desarrollo del gas natural upstream y esto, así como la situación económica en el país, está contribuyendo a las limitaciones en el desarrollo de nuevas fuentes de gas natural que lleguen al mercado. Además, el gas natural producido en el país se utiliza cada vez más en lugar de energía importada que es más cara con el propósito de generar electricidad doméstica. Estos factores han originado restricciones periódicas de suministro de gas natural a la planta EMethanex. Esta situación puede persistir en el futuro y agudizarse durante los meses de verano, cuando la demanda de electricidad está en su nivel más alto.

Canadá

Hemos reiniciado nuestra planta de 0.5 millones de toneladas al año en Medicine Hat, Alberta en abril 2011. Tenemos un programa establecido para la compra de gas natural en el mercado de gas natural de Alberta y creemos que la dinámica de gas natural a largo plazo en América del Norte apoyará la operación a largo plazo de esta planta.

La operación futura de nuestra planta de Medicine Hat depende de la oferta y la demanda de metanol de la industria y de nuestra capacidad para garantizar gas natural suficiente en términos comercialmente aceptables. No puede haber ninguna garantía de que seremos capaces de asegurar el gas natural suficiente para nuestras plantas de Medicine Hat en condiciones comercialmente aceptables y que esto no podría tener un impacto adverso en nuestros resultados de operaciones y posición financiera.

Chile

Desde 2007, hemos operado nuestras plantas de metanol en Chile muy por debajo de la capacidad instalada, debido principalmente a los cortes de suministro de gas natural desde Argentina. En junio de 2007, los proveedores de gas natural de Argentina cortaron todo el suministro de gas a nuestras plantas en Chile. En las circunstancias actuales, no esperamos recibir más suministro de gas natural desde Argentina. Como resultado de los problemas argentinos del suministro de gas natural, toda la producción de metanol en nuestras plantas en Chile desde junio de 2007 se ha producido con gas natural de Chile.

En los últimos años, nosotros hemos realizado inversiones y otros para acelerar la exploración y desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Sin embargo, la posibilidad de un aumento significativo en la producción de gas es más difícil de lo que habíamos previsto originalmente. Como resultado de las perspectivas a corto plazo para el suministro de gas en Chile, esperamos declarar ociosas nuestras operaciones en Chile en marzo 2013 debido a la insuficiencia de materia prima, el gas natural, para mantener nuestra operación de la planta durante el invierno del hemisferio sur. Seguimos trabajando con ENAP y otros para asegurar gas natural suficiente para sustentar nuestras operaciones, y aunque el reinicio de una planta de Chile es posible más adelante en 2013, el reinicio depende de asegurar una posición sostenible de gas natural para operar en el mediano plazo.

El futuro de nuestras operaciones en Chile depende principalmente del nivel de exploración y desarrollo en el sur de Chile y de nuestra capacidad para asegurar un suministro sostenible de gas natural para nuestras plantas en términos económicos. Nosotros no podemos dar garantías de que vamos a ser capaces de reiniciar nuestras operaciones en Chile en 2013 y que esto no va a tener un impacto adverso en nuestros resultados de operaciones o situación financiera.

Estados Unidos

Estamos en el proceso de reubicar una de nuestras plantas de metanol ociosas de Chile a Geismar, Luisiana. Se prevé que esta planta tendrá una capacidad de producción de 1,0 millones de toneladas, y comenzará a operar a finales de 2014.

Recientemente hemos firmado un acuerdo de gas natural de diez años para el suministro de todos los requerimientos de gas natural de la planta. Las entregas contractuales y obligaciones comenzarán en la primera fecha de las operaciones comerciales. Una vez que el contrato esté vigente, el proveedor está obligado a suministrar, y nosotros estamos obligados a tomar y pagar por una cantidad anual determinada de gas natural. El precio a pagar por el gas se basa en un precio base en

dólar de EE.UU. más un componente de precio variable que se determina con referencia a los precios del metanol. Nosotros no podemos dar garantías de que la planta iniciará operaciones comerciales en la fecha prevista o que nuestro proveedor de gas natural suministrará el gas contratado y que esto no va a tener un impacto adverso en nuestros resultados de operaciones o situación financiera

Precio Cíclico del Metanol y Oferta y Demanda del Metanol

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

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

Condiciones Económicas Globales

Las condiciones económicas globales volátiles en los últimos años han añadido importantes riesgos e incertidumbres a nuestro negocio, incluyendo los riesgos e incertidumbres relacionados con la oferta y demanda mundial de metanol, su impacto en los precios del metanol, los cambios en los mercados de capitales y sus efectos correspondientes sobre nuestras inversiones, nuestra capacidad para acceder a créditos existentes o futuros y el aumento del riesgo de incumplimientos por parte de los clientes, proveedores y las aseguradoras. Aunque la demanda de metanol creció en 2012 y los precios del metanol se mantuvieron relativamente estables, no puede haber ninguna garantía de que las futuras condiciones económicas mundiales no tendrán un impacto adverso en la industria del metanol y que esto no va a tener un impacto adverso en nuestros resultados operacionales y posición financiera.

Demanda de Metanol

Demanda de 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 los efectos en la salud humana del metanol como parte de una revisión de un informe sobre químicos bajo Integrated Risk Information System (IRIS). El metanol actualmente no está clasificado bajo IRIS. Un proyecto de evaluación en borrador para el metanol fue publicado por la EPA en 2010 en donde clasifica al metanol como "posiblemente carcinógeno para los seres humanos". A partir de junio de 2010, la evaluación sobre el metanol borrador de EPA se ha puesto "en espera". En 2011, la EPA anunció que estaba dividiendo el proyecto borrador de evaluación para el metanol en dos evaluaciones cancerígeno y no cancerígeno. El plazo para la evaluación de cancerígenos sigue siendo desconocido, mientras que la evaluación de los no cancerígenos se espera para 2013. No podemos determinar en este momento, si el proyecto de clasificación borrador actual se mantendrá en la evaluación final o si esto conducirá a otras agencias de gobierno a reclasificar el metanol. Cualquier reclasificación podría reducir la demanda de metanol futura, que podría tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales o en la posición financiera.

Demanda de Metanol en la Producción de Formaldehído

En 2012, la demanda de metanol para la producción de formaldehído representó aproximadamente el 32% 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, tableros de fibras de densidad media y otros productos de madera reconstituida, o de ingeniería. También existe demanda para el formaldehído

como materia prima para plásticos de ingeniería y en la fabricación de una variedad de otros productos, incluidos los elastómeros, pinturas, productos de construcción, las espumas, productos de poliuretano y productos automotrices.

La clasificación actual de carcinogenicidad de la EPA IRIS para el formaldehído es "probable que sea un cancerígeno para los humanos," sin embargo, la EPA está revisando esta clasificación para el formaldehído como parte de un estándar de revisión de productos químicos. En el 2010, la EPA dio a conocer su evaluación borrador del formaldehído, proponiendo que el formaldehído es "cancerígenos para los seres humanos". La fecha para la emisión de la evaluación final del formaldehído se espera en el 2013.

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

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

Demanda de Metanol en la Producción de MTBE

En el 2012, la demanda del metanol para la producción de MTBE representó aproximadamente el 12% de la demanda global de metanol. El crecimiento de la demanda ha sido particularmente fuerte en China. El MTBE se utiliza principalmente como una fuente de octano y como un oxigenante en la gasolina para reducir las emisiones dañinas de los vehículos.

Hace varios años, las preocupaciones ambientales y la adopción de medidas legislativas relacionadas con la gasolina que fluye en el suministro de agua de los tanques de almacenamiento subterráneo de gasolina en los Estados Unidos llevaron a la eliminación de MTBE como aditivo de la gasolina en los Estados Unidos. Creemos que el metanol no se ha utilizado en los Estados Unidos para hacer MTBE para uso en la mezcla de combustible doméstico desde 2007. Sin embargo, aproximadamente 0.7 millones de toneladas por año de metanol se utilizó en 2012 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 2013 permanezca estable, podría disminuir sustancialmente si la demanda de exportación se viera afectada por cambios en la legislación o en las políticas.

Además, el EPA de Estados Unidos esta preparando una revisión del IRIS sobre los efectos en la salud humana del MTBE, incluyendo su potencial cancerígeno. El plazo para el informe final se desconoce actualmente.

La Unión Europea emitió una evaluación de riesgo final sobre MTBE en el 2002 que permitió seguir usando el MTBE, aunque fueron recomendadas muchas medidas de reducción de riesgo relacionadas con el almacenaje y manejo de combustible. Los esfuerzos de los gobiernos en estos años en algunos países principalmente en la Unión Europea y América Latina para promocionar bio-combustibles y combustibles alternativos por medio de legislación y políticas tributarias están poniendo presiones competitivas sobre el uso del MTBE en la gasolina en esos países. Sin embargo, debido a la fuerte demanda del MTBE en otros países, particularmente en Asia, hemos observado crecimiento en la demanda de metanol para la producción de MTBE.

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

Operaciones Extranjeras

La mayoría de nuestras operaciones e inversiones están ubicadas fuera de Norteamérica, en Nueva Zelanda, Trinidad, Egipto, Chile, 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.

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

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

La moneda dominante en la que desarrollamos los 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 costos de los embarques marítimos, y esencialmente todos estos costos son incurridos en dólares de Estados Unidos. Sin embargo, algunos de los costos operativos, compras de metanol y gastos de capital subyacentes, se han contraído en otras monedas, principalmente el dólar Canadiense, el peso chileno, el dólar de Trinidad y Tobago, el dólar Neozelandés y el Euro y la libra Egipcia. Estamos expuestos a aumentos en el valor de estas divisas que podrían tener el efecto de aumentar el equivalente en dólar de Estados Unidos en los costos de ventas y gastos operativos e inversiones de capital. Una parte de nuestros ingresos se obtiene en euros, dólares canadienses y en libras esterlinas. Estamos expuestos a la disminución del valor de estas divisas, comparadas con el dólar de Estados Unidos, lo que podría tener el efecto de disminuir el equivalente en dólar de Estados Unidos de nuestros ingresos.

La comercialización del metanol está sujeta a impuestos en varias jurisdicciones. El metanol que se vende en China desde cualquiera de nuestras regiones productoras, está actualmente sujeto a impuestos que van del 0% al 5,5%. En 2010, el Ministerio de Comercio de China investigó las denuncias hechas por los productores nacionales chinos relacionados con el dumping hacia China de metanol importado. En diciembre de 2010, el Ministerio recomendó imponer derechos de aproximadamente el 9% sobre las importaciones de metanol de Nueva Zelanda, Malasia e Indonesia durante cinco años a partir del 24 de diciembre de 2010. However, citing special circumstances, the Customs Tariff Commission of the State Council, which is China's chief administrative authority, suspended enforcement of the recommended dumping duties with the effect that methanol will continue to be allowed to be imported from these three countries without the imposition of additional duties. Sin embargo, citando circunstancias especiales, la Comisión de Aranceles Aduaneros del Consejo de Estado Chino, que es la autoridad administrativa china, suspendió la aplicación de las medidas anti-dumping, lo que permitirá al metanol de estos tres países ingresar a China sin la imposición de derechos adicionales. En el caso de que se levante la suspensión, no esperamos ningún impacto significativo en el suministro de la industria y los fundamentos de la demanda y nosotros realinearíamos nuestra cadena de suministro para minimizar los pagos de impuestos. Sin embargo, 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, cuyas acciones podrían tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales y posición financiera.

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

Riesgo de Liquidez

Durante 2012, la Compañía suscribió una línea de crédito rotativa por \$400 millones con un sindicato de bancos, que no ha sido girada al 31 de diciembre de 2012. La líneas de crédito vence en diciembre de 2016 y nuestra capacidad para acceder a este crédito está sujeta a ciertas restricciones, incluyendo un EBITDA/Índice de cobertura de intereses y un índice deuda/capitalización, de acuerdo a lo definido.

Al 31 de diciembre de 2012, nuestras obligaciones a largo plazo incluye \$750 millones en bonos no garantizados (\$150 millones que vencen en el 2015, \$350 millones que vencen en el 2019 y \$250 millones con vencimiento en 2022), \$450 millones corresponden a la deuda con garantías limitadas de Egipto (100% base), \$50 millones en relación con la deuda con garantías limitadas del Atlas, (63,1% base) y \$17 millones en relación con otras deudas con garantías limitadas. Los convenios que rigen estos créditos sin garantías, que se especifican en un contrato, se aplican a la Sociedad y sus filiales excluyendo el joint venture de Atlas y de las entidades de Egipto ("subsidiarias con recurso limitado") e incluyen restricciones a derechos de garantías y en transacciones de ventas y 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 sobre la Compañía o sus otras filiales. Los créditos con garantías limitadas de Atlas y Egipto tienen convenios consuetudinarios y disposiciones por defecto que sólo se aplican a estas entidades, incluyendo restricciones de la contracción de endeudamiento adicional y la obligación de cumplir ciertas condiciones antes del pago de dinero en efectivo u otras distribuciones y restricciones sobre estas distribuciones si existiera un incumplimiento.

Los créditos con garantías limitadas de Egipto contienen un convenio de completar al 31 de marzo de 2013, con ciertas inscripciones de títulos de propiedad e hipotecas relacionadas que requieren una acción por parte de entidades del gobierno egipcio y que no esperamos se pueda completar al 31 de marzo 2013. No creemos que la finalización de estos elementos sea material con respecto a las garantías entregadas a los prestamistas.

La Compañía está buscando una exención de los prestamistas. Nosotros no podemos garantizar que seremos capaces de obtener una exención de los prestamistas.

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

Riesgos de Crédito de los Clientes

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

Riesgos Operacionales

Riesgos de Producción

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

Riesgo de Precios de Productos Comprados

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

Riesgos de Distribución

El exceso de capacidad en nuestra flota de buques como consecuencia de un prolongado cierre de plantas u otro evento podría también tener un efecto adverso en nuestros resultados de las operaciones y posición financiera ya que nuestra flota de buques está sujeta a costos fijos de arrendamiento contratado. En el caso de que tengamos capacidad de transporte sobrante, podemos ser capaces de mitigar algunos de los costos en exceso mediante la celebración de sub-contratos de fletamento o convenios con terceros para retornos, aunque el éxito de esta mitigación depende de las condiciones dentro de la industria del transporte marítimo mundial. Si sufrimos interrupciones en nuestro sistema de distribución y no somos capaces de mitigar estos costos, esto podría tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales y posición financiera.

Riesgos de Pólizas de Seguro

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

Proyectos en Construcción y Proyectos Reubicación Luisiana

Creemos que nuestras estimaciones de los costos de los proyectos y las fechas previstas de finalización de nuestros proyectos para nuestra expansión en Nueva Zelanda, Medicine Hat y Luisiana son razonables. Sin embargo, no podemos dar ninguna garantía de que las estimaciones de costos no serán superadas o que las instalaciones comenzarán la producción comercial dentro de los plazos previstos, de ser el caso, o que las plantas funcionan a su capacidad instalada o de manera sostenida. Cualquier cambio en las fechas previstas de realización o en los costos para completar estos proyectos podría tener un impacto adverso sobre los resultados de operación y situación financiera.

Nuevos Proyectos de Capital

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

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 aun cuando nosotros hubiéremos cumplido con las leyes aplicables al momento en que los actos se sucedieron. Hasta la fecha, las leyes y reglamentos ambientales no han tenido un efecto material adverso en nuestros gastos de capital, las ganancias o la posición competitiva. Sin embargo, el operar plantas de fabricación de químicos y la distribución de metanol nos exponen a riesgos en conexión con el cumplimiento de dichas leyes y no podemos garantizar que no incurriremos en considerables costos o responsabilidades en el futuro.

Administración de Emisiones

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 antigüedad de la planta), la materia prima y de cualquier exportación de hidrógeno por producto. Nosotros nos esforzamos continuamente para aumentar la eficiencia energética de nuestras plantas, lo 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 30% entre 1994 y 2012 a través de rotación de activos, confiabilidad mejorada de las plantas, y la eficiencia energética y gestión de las emisiones. La eficiencia de la planta, y por lo tanto las emisiones de CO₂, es altamente dependiente del diseño de la planta de metanol. Por lo que el nivel de emisiones de CO₂ puede variar de año en año dependiendo de la combinación de activos que están en funcionamiento. También reconocemos que el CO₂ es generado por nuestras operaciones marítimas, y en ese sentido, medimos el consumo de combustibles de los buques marítimos basado en el volumen del producto transportado. Entre 2002 y 2012, hemos reducido nuestra intensidad de CO₂ (toneladas de CO₂ del combustible quemado por tonelada de producto desplazado) de las operaciones marinas en un 27% aproximadamente. También apoyamos activamente los esfuerzos mundiales de la industria para reducir voluntariamente el consumo de energía y las emisiones de CO₂.

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

Nueva Zelanda aprobó una legislación para establecer un Régimen de Comercialización de emisiones (ETS), que entró en vigencia a partir del 2010. El ETS impone un precio del carbono a los productores de combustibles fósiles, incluido el gas natural, que se traspasa a Methanex aumentando el costo del gas que Methanex compra en Nueva Zelanda. Sin embargo, como una compañía expuesta al trading, Methanex tendrá derecho a una asignación gratuita de unidades de emisiones para compensar parcialmente los mayores costos. Recientemente, el gobierno de Nueva Zelanda llegó a la conclusión de que la legislación seguirá prestando más moderación y la asignación gratuita de cualquier exposición de costo residual hasta por lo menos 2015. En consecuencia, nuestros costos relacionados con ETS no se espera que sean importantes, a finales de 2015. Sin embargo, después de esta fecha, las características de moderación se espera que sean removidas, y nuestra elegibilidad para la asignación gratuita de unidades de emisiones se reducirán progresivamente. Como consecuencia es muy probable que incurramos en mayores costos después de 2015. No podemos cuantificar con exactitud el impacto en nuestro negocio de los costos relacionados con ETS con posterioridad al 2015 y por lo tanto no podemos dar garantías de que las ETS no tendrán un impacto material adverso en nuestros resultados operacionales y la situación financiera después de 2015.

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

El gobierno federal de Canadá está en el proceso de desarrollo de un enfoque aplicado por sector para reducir las emisiones de GHG en apoyo de su compromiso de reducción de gases de efecto invernadero desde los niveles de 2005 en un 17% en 2020. Las normativas finales propuestas se esperan para finales de 2013. Como el único productor de metanol en Canadá, Methanex está comprometido en un proceso de consulta que garantice establecer niveles alcanzables de desempeño y que estos incorporen acuerdos de equivalencia con las regulaciones existentes en Alberta para evitar la posibilidad de pagar el doble por las emisiones de gases de efecto invernadero bajo ambos regímenes provinciales y federales.

Actualmente estamos en el proceso de reubicación de una de nuestras plantas ociosas de metanol de Chile a Geismar, Luisiana. La planta reensamblada en Geismar se espera que esté operativa a finales de 2014. En la actualidad, no existe una legislación de GHG que afecta a nuestro negocio en los Estados Unidos. Seguimos monitoreando el desarrollo de legislación potencial sobre GHG en los EE.UU. y Luisiana para asegurar el cumplimiento con todos los requisitos futuros posibles una vez que la planta entre en funcionamiento. En este momento, se desconoce qué impacto, si lo hay, relacionado con nueva GHG legislación o reglamentos nuevos que podría tener efecto en nuestras operaciones en Geismar.

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

Procedimientos Legales

El Servicio de Impuestos de Trinidad y Tobago emitió una liquidación en contra de Atlas Methanol Company Unlimited ("Atlas") en donde participamos en joint venture con el 63,1% de la propiedad, con respecto a los años financieros 2005 y 2006. Todos los ejercicios fiscales siguientes permanecerán abiertos para revisión. La liquidación se refiere a los acuerdos de fijación de precios de algunos contratos de venta a precio fijo a largo plazo, los que se extienden hasta 2014 y 2019 relacionados con metanol producido por Atlas. El impacto de los montos en disputa para los ejercicios 2005 y 2006 no es significativo. Atlas tiene una exención parcial del impuesto a la renta hasta el 2014.

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

ESTIMACIONES CONTABLES CRÍTICAS

Creemos que las siguientes políticas contables seleccionadas y materias son importantes para entender las estimaciones, supuestos e incertidumbres que afectan los montos informados y revelados en nuestros estados financieros consolidados y sus correspondientes notas. Ver la nota 2 de nuestros estados financieros consolidados 2012 nuestras políticas contables significativas.

Propiedad, Planta y Equipo

Nuestro negocio es intensivo en capital y ha requerido y continuará requiriendo, importantes inversiones en propiedad, planta y equipo. Al 31 de diciembre de 2012, el valor libro neto en de nuestra propiedad, planta y equipo fue de \$ 2.015 millones.

Capitalización

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

Al 31 de diciembre de 2012, hemos devengado \$22.6 millones para los costos de restauración de sitios relacionados con el desmantelamiento y la recuperación de nuestros sitios de producción de metanol y de las propiedades de petróleo y gas. Existen incertidumbres inherentes en esta estimación debido a que las actividades de restauración se llevarán a cabo en el futuro y puede haber cambios en las regulaciones gubernamentales y del medio ambiente y cambios en la tecnología para remover y en los costos. Es difícil estimar los costos futuros de estas actividades, ya que nuestra estimación de valor justo se basa en las regulaciones y tecnología actuales. Debido a las incertidumbres relacionadas con el cálculo del costo y el calendario de las futuras actividades de restauración del sitio, los costos futuros podrían diferir materialmente de los montos estimados.

Depreciación y Amortización

La depreciación y amortización se calcula generalmente sobre una base lineal a tasas calculadas para amortizar el costo del activo desde el inicio de las operaciones comerciales a través de sus vidas útiles estimadas hasta el valor residual estimado.

La vida útil estimada de los edificios, las instalaciones de la planta y maquinaria de la Compañía, excluyendo los costes relacionados con mantención mayor, van de 10 a 25 años, dependiendo del componente específico del activo y la planta de producción a la que se relaciona. La Compañía determina las vidas útiles estimadas de los componentes individuales de activos basados en el más corto de su vida física o la vida económica. La vida física de estos activos es generalmente más larga que la vida económica. La vida económica está determinada principalmente por la naturaleza de la materia prima del gas natural disponible para nuestras diversas instalaciones de producción. Los factores que influyen en la naturaleza de la disponibilidad del gas natural como materia prima incluirá los términos de los contratos individuales de suministro de gas natural, el acceso al suministro de gas natural a través de la apertura de mercados, factores regionales que influyen en la exploración y desarrollo de gas natural, y el precio esperado para asegurar el suministro de gas natural. Nosotros revisamos los factores relacionados con cada unidad de producción sobre una base anual para determinar si se requieren cambios en las vidas útiles estimadas.

Propiedades de Petróleo y Gas

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

natural con reservas probadas se capitalizan en el rubro propiedad, planta y equipo. Los costos de petróleo y gas incluidos en propiedades, planta y equipo se deprecian utilizando un método de unidad de producción, teniendo en cuenta las reservas probadas estimadas y costos de desarrollo futuros estimados.

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

Recuperabilidad del Valor Libro de los Activos

Propiedad, Planta y Equipo y Propiedades de Petróleo y Gas

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

Recientemente anunciamos que esperamos declarar ociosas nuestras operaciones en Chile en marzo 2013 debido a un déficit previsto de gas natural como materia prima para mantener la operación de la planta durante el invierno del hemisferio sur. Seguimos trabajando con nuestros proveedores de gas natural para asegurar gas natural suficiente para sostener nuestras operaciones, y aunque el reinicio de una planta en Chile es posible más adelante en 2013, el reinicio depende de asegurar una posición sostenible gas natural para operar en el mediano plazo.

Como consecuencia de las perspectivas inciertas para el suministro futuro de materia prima el gas natural, el valor libro de nuestros activos en Chile se puso a prueba para evaluar la recuperabilidad al 31 de diciembre de 2012.

La recuperabilidad de activos de larga vida se mide comparando el valor libro de un activo o unidad generadora de efectivo con el monto recuperable estimado, que es el mayor entre su valor justo menos los costos estimados de venta o su valor en uso. El valor en uso se determina midiendo el flujo de efectivo antes de impuestos esperado a que sea generado por la unidad generadora de efectivo durante su vida útil estimada, descontados a una tasa de descuento antes de impuestos. La tasa de descuento antes de impuestos utilizada fue de 13% se derivó del costo de capital estimado de la Compañía. Un castigo por deterioro se registra por la diferencia en que el valor libro exceda el monto recuperable. Un castigo por deterioro reconocido en ejercicios anteriores para un activo o unidad generadora de efectivo se revierte si se ha producido una posterior recuperación en el valor del activo o unidad generadora de efectivo, debido a los cambios en los eventos y circunstancias. Para efectos del reconocimiento y medición de un castigo por deterioro, agrupamos nuestros activos de larga vida con otros activos y pasivos para formar una "unidad generadora de efectivo" al nivel más bajo para el cual se pueden identificar flujos de efectivo son en gran parte independiente de los flujos de efectivo de otros activos y pasivos. En la medida que nuestras plantas de metanol en un lugar determinado son interdependientes, como resultado de una infraestructura común y/o materia prima de fuentes compartidas que pueden ser compartidas dentro de una planta en particular, agrupamos nuestros activos basados en las ubicaciones de las plantas con el propósito de determinar el deterioro.

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

Con base en las pruebas realizadas al 31 de diciembre de 2012 en relación a nuestros activos en Chile, registramos un cargo por deterioro de activos sin efecto en efectivo antes de impuestos de \$297 millones (\$193 millones después de impuestos) para reducir el valor libro de los activos de Chile al 31 de diciembre de 2012 a \$245 millones. El valor libro restante de \$245 millones excluye a la primera planta de Chile que está siendo trasladada a Geismar, Luisiana, pero incluye la segunda planta que la administración está considerando para ser reubicada a Geismar. Consulte la nota 6 de los estados financieros consolidados para el año terminado el 31 de diciembre de 2012.

Creemos que el monto recuperable estimado de todos los activos de larga vida excepto nuestra unidad generadora de efectivo de Chile excede sustancialmente su valor libro al 31 de diciembre de 2012.

Impuesto a la Renta

Los activos y pasivos por impuesto diferido se determinan usando tasas de impuesto promulgadas para los efectos de pérdidas operacionales netas y diferencias temporarias entre las bases libros y las bases tributarias de activos y pasivos. Nosotros reconocemos los activos por impuestos diferidos en la medida en que es probable que existan utilidades tributarias en contra la cual el activo se puede utilizar. Para tomar esta determinación, se hacen ciertos juicios en relación con el nivel de resultados tributarios futuros esperados y disponibilidad de estrategias de planificación tributaria y su impacto en el uso de pérdidas tributarias existentes y otras deducciones de impuestos. También consideramos la rentabilidad y la volatilidad histórica para evaluar si creemos que es probable que las pérdidas tributarias existentes y otras deducciones de impuestos se usaran para compensar las futuras utilidades sujetas a impuestos según los cálculos. Nuestra administración revisa rutinariamente estos juicios. Al 31 de diciembre de 2012, hemos reconocido activos por impuestos futuros por \$147 millones y activos por impuestos futuros no reconocidos de aproximadamente \$144 millones. La determinación de los impuestos a la renta requiere del uso de juicios y estimaciones. Si ciertos juicios o estimaciones resultan ser inexactas, o si las tasas de algunos impuestos o las leyes cambian, nuestros resultados de la operación y posición financiera podrían verse afectados.

Instrumentos Financieros

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

Al 31 de diciembre de 2012, el valor justo de nuestros instrumentos financieros derivados utilizados para limitar nuestra exposición a la volatilidad de tasas de interés variable que han sido designados como coberturas de flujo de caja aproximaron a un valor libro negativo de \$33 millones. Hasta su vencimiento, el valor justo de los instrumentos financieros derivados fluctuará basado en los cambios en las tasas de interés variable.

CAMBIOS PREVISTOS EN NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA

Consolidación y Contabilización de Joint Venture

En mayo 2011 el IASB emitió nuevas normas contables relacionadas con la consolidación y contabilidad de empresas conjuntas. El IASB ha revisado la definición de "control", que es un criterio contable para la consolidación. Además, se estipularon cambios de las IFRS en la contabilidad de empresas conjuntas en donde bajo ciertas circunstancias, se eliminó la opción de la consolidación proporcional y por lo tanto el método del valor patrimonial proporcional debe ser aplicado para tales intereses. En la actualidad nosotros contabilizamos nuestra participación del 63.1% de Atlas Methanol Company bajo el método de consolidación proporcional, y después de la adopción de estas nuevas normas efectiva el 1 de enero 2013 vamos a contabilizar esta participación bajo el método del valor patrimonial. El impacto de la aplicación del método del valor patrimonial no da lugar a ningún cambio en los ingresos netos o patrimonio neto, pero se traducirá en cambios en la presentación de nuestros Estados de Resultados Consolidados y Estados Consolidados de Situación Financiera.

MEDICIONES NO-GAAPS COMPLEMENTARIAS

Además de proporcionar mediciones preparadas de acuerdo con International Financial Reporting Standards (IFRS), presentamos ciertas mediciones complementarias que no son definidas bajo IFRS (mediciones non-GAAP). Estas son EBITDA ajustado, utilidad neta ajustada, utilidad neta ajustada diluida por acción ordinaria, flujo de efectivo ajustado de actividades operacionales, flujo de efectivo de actividades operacionales antes de cambios en capital de trabajo sin movimiento de flujo y resultado operacional. Estas mediciones no tienen un significado estandarizado estipulado por

principios contables generalmente aceptados (IFRS) y, por lo tanto, es improbable que sean comparables con mediciones similares presentadas por otras compañías. Creemos que estas mediciones son útiles para evaluar el desempeño de la operación y liquidez del negocio de la Compañía. También creemos que el EBITDA Ajustado es utilizado frecuentemente por analistas e inversionistas al comparar nuestros resultados con los de otras compañías.

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

EBITDA Ajustado (Atribuible a los Accionistas de Methanex)

El EBITDA Ajustado difiere de las mediciones mas comparables bajo GAAP, utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas de Methanex, porque excluye los gastos financieros, ingresos financieros y otros gastos, gastos de impuesto a la renta (recuperación), la depreciación y amortización, el impacto del mark-to-market de las compensaciones basadas en acciones y los gastos y cargos de reubicación del proyecto de Luisiana y cargos por deterioro de activo.

El EBITDA Ajustado y la Utilidad neta ajustada excluyen el impacto del mark-to-market de compensación basada en acciones relacionado con el impacto de los cambios en el precio de nuestras acciones sobre los derechos de la revalorización de acciones, los derechos sobre la revalorización de acciones tándem, las unidades de acciones diferidas, unidades de acciones restringidas y unidades de acciones de rendimiento. El impacto del mark-to-market relacionado con unidades de acciones de rendimiento es excluido del EBITDA Ajustado y la utilidad neta ajustada es calculado como la diferencia entre el valor a la fecha de la concesión utilizando el factor de rendimiento total a los accionistas de Methanex del 100% y el valor justo registrado al final de cada periodo. Como los premios basados en acciones se liquidarán en periodos futuros, el valor final de las unidades no se conoce en la fecha de la concesión y por lo tanto el valor a la fecha de la concesión es reconocido en el EBITDA Ajustado y en la Utilidad neta ajustada será diferente del costo de la liquidación final.

El cuadro siguiente muestra una conciliación entre la utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas de Methanex y el EBITDA Ajustado:

(\$ MILLONES)	2012	2011
Utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas de Methanex	\$ (68)	\$ 201
Costos financieros	71	62
Ingresos financieros y otros gastos	(1)	(2)
Impuesto, gasto (recuperación)	(84)	56
Depreciación y amortización	172	157
Impacto del mark-to-market compensación basada en acciones	16	(21)
Gastos y cargos proyecto de reubicación Luisiana	65	—
Cargo deterioro de activo	297	—
Ajuste interés minoritario ¹	(39)	(26)
EBITDA ajustado (atribuible a los accionistas de Methanex)	\$ 429	\$ 427

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

Utilidad Neta Ajustada y Utilidad Neta Ajustada por Acción Ordinaria (Atribuible a los accionistas de Methanex)

La utilidad neta ajustada y la Utilidad neta ajustada diluida por acción ordinaria no son mediciones GAAP, ya que excluyen el impacto del mark-to-market de la compensación basada en acciones, y partidas consideradas por la administración como no operacionales, incluyendo cargos por deterioro de activo y gastos y cargos relacionados con la reubicación del proyecto de Luisiana. La siguiente tabla presenta la conciliación de la utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas de Methanex con la Utilidad neta ajustada y el cálculo de la Utilidad neta ajustada diluida por acción ordinaria:

(\$ MILLONES, EXCEPTO NUMERO DE ACCIONES Y MONTOS POR ACCION)	2012	2011
Utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas de Methanex	\$ (68)	\$ 201
Impacto del mark-to-market compensación basada en acciones	16	(21)
Gastos y cargos proyecto de reubicación Luisiana		
Gastos base caja	39	—
Cargos sin efecto de efectivo	26	—
Cargo deterioro de activo	297	—
Impuesto, gasto (recuperación) relacionado partidas anteriores	(130)	2
Utilidad neta ajustada	\$ 180	\$ 182
Promedio ponderado de acciones diluidas en circulación	94	94
Utilidad neta ajustada por acción ordinaria¹	\$ 1.90	\$ 1.93

¹ Para el año terminado al 31 de diciembre 2012, las opciones sobre acciones han sido excluidas del cálculo de pérdida neta diluida por acción ordinaria (atribuible a los accionistas de Methanex) ya que su efecto sería anti-dilutivo. Sin embargo, para el cálculo de los ingresos ajustados netos diluidos por acción ordinaria, las opciones sobre acciones han sido incluidas en el denominador y el número promedio ponderado diluido de las acciones ordinarias para el año terminado al 31 de diciembre 2012 es 95 millones.

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

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

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

(\$ MILLONES)	2012	2011
Flujo de efectivo de actividades operacionales	\$ 458	\$ 480
Agregar (deducir) ajuste interés minoritario:		
Utilidad neta	(33)	(26)
Ítemes sin movimiento de flujos	(39)	(26)
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de flujo	(22)	(36)
Proporción de efectivo de gastos y cargos reubicación proyecto Luisiana	39	—
Flujo de efectivo ajustado de actividades operacionales (atribuible a los accionistas de Methanex)	\$ 403	\$ 392

Resultado Operacional y Flujo de Efectivo de Actividades Operacionales antes de Capital de Trabajo sin Movimiento de Efectivo

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

INFORMACIÓN FINANCIERA TRIMESTRAL (NO AUDITADA)

(\$ MILLONES, EXCEPTO NUMERO DE ACCIONES)	TRES MESES TERMINADO			
	DIC 31	SEP 30	JUN 30	MAR 31
2012				
Ventas	\$ 696	\$ 655	\$ 656	\$ 666
EBITDA Ajustado ¹	119	104	113	93
Utilidad neta ajustada ¹	61	36	44	39
Utilidad (pérdida) neta ²	(140)	(3)	52	22
Utilidad neta ajustada por acción ¹	0.64	0.38	0.47	0.41
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria ²	(1.49)	(0.03)	0.56	0.24
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria ²	(1.49)	(0.03)	0.50	0.23
2011				
Ventas	\$ 696	\$ 670	\$ 623	\$ 619
EBITDA Ajustado ¹	133	111	102	81
Utilidad neta ajustada ¹	65	40	39	37
Utilidad neta ²	64	62	41	35
Utilidad neta ajustada por acción ¹	0.69	0.43	0.41	0.39
Utilidad neta básica por acción ordinaria ²	0.69	0.67	0.44	0.37
Utilidad neta diluida por acción ordinaria ²	0.68	0.59	0.43	0.37

¹ Estas partidas no son medidas GAAP y no tienen ningún significado estandarizado prescrito por GAAP y por lo tanto, es improbable que sean comparables con medidas similares presentadas por otras compañías. Consulte Información Adicional – Medidas Suplementarias no GAAP en la página 34 para una descripción de cada medida no GAAP y las conciliaciones de las medidas GAAP más comparables.

² Atribuible a los accionistas de Methanex Corporation.

A discussion and analysis of our results for the fourth quarter of 2012 is set out in our fourth quarter of 2012 Management's Discussion and Analysis filed with the Canadian Securities Administrators and the U.S. Securities and Exchange Commission and incorporated herein by reference.

INFORMACION SELECCIONADA ANUAL

(\$ MILLONES, EXCEPTO NUMERO DE ACCIONES)	2012	2011	2010
Ventas	\$ 2,673	\$ 2,608	\$ 1,967
EBITDA Ajustado ¹	429	427	291
Utilidad neta ajustada ¹	180	182	91
Utilidad (pérdida) neta ²	(68)	201	96
Utilidad neta ajustada por acción ¹	1.90	1.93	0.98
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ²	(0.73)	2.16	1.04
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ²	(0.73)	2.06	1.03
Dividendo declarado por acción	0.725	0.665	0.620
Total activos	3,545	3,394	3,141
Total pasivos financieros largo-plazo	1,434	886	1,105

¹ Estas partidas no son medidas GAAP y no tienen ningún significado estandarizado prescrito por GAAP y por lo tanto, es improbable que sean comparables con medidas similares presentadas por otras compañías. Consulte Información Adicional – Medidas Suplementarias no GAAP en la página 34 para una descripción de cada medida no GAAP y las conciliaciones de las medidas GAAP más comparables.

² Atribuible a los accionistas de Methanex Corporation.

CONTROLES Y PROCEDIMIENTOS

Controles y Procedimiento de Divulgación

Los controles y procedimiento de divulgación son aquellos controles y procedimientos que están diseñados para asegurar que la información requerida a ser revelada en las presentaciones bajo las regulaciones vigentes de valores, es registrada, procesada, resumida e informada dentro de periodos específicos. Al 31 de Diciembre de 2012, bajo la supervisión y con la participación de nuestra administración, inclusive nuestro Gerente General y el Gerente de Finanzas, efectuamos una evaluación de la eficacia del diseño y operación de los controles y procedimientos de revelación de la Compañía. Basándose en esta evaluación, el Gerente General y el Gerente de Finanzas han concluido que nuestros controles y procedimientos de divulgación son efectivos.

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

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

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

Bajo la supervisión y con la participación de nuestro Gerente General y el Gerente de Finanzas, la administración llevó a cabo una evaluación de la eficacia de nuestro control interno sobre la información financiera al 31 de diciembre 2012, basándose en el marco de trabajo descrito en el Marco Integrado de Control Interno emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinador de la Comisión Treadway. Basándose en esta evaluación, bajo este marco de trabajo, la administración concluyó que nuestro control interno sobre la información financiera era efectivo a dicha fecha.

KPMG LLP, una empresa de contadores públicos independientes registrados, quienes auditaron y opinaron sobre nuestros estados financieros consolidados, han emitido su reporte de certificación respecto de la efectividad de nuestro sistema de control interno sobre los informes financieros al 31 de diciembre 2012. Esta certificación se incluye en nuestros Estados Financieros Consolidados en página 43.

Cambios en los Controles Internos sobre la Información Financiera

No ha habido cambios durante el año terminado al 31 de diciembre de 2012 en los controles internos sobre informes financieros que haya afectado materialmente, o que sea razonablemente probable que afecten los controles internos sobre dichos informes financieros.

DECLARACIONES DE PROYECCIONES FUTURAS

Esta Discusión y Análisis de la Administración ("MD&A") del 2012, contiene declaraciones de proyecciones futuras respecto de nosotros y a nuestra industria. Estas declaraciones se refieren a eventos futuros o nuestro desempeño futuro. Todas las declaraciones que no sean declaraciones de hechos históricos son declaraciones de proyecciones futuras. Las declaraciones que incluyen las palabras "cree," "espera," "puede," "sería," "debería," "potencial," "estimaciones," "anticipa," "objetivo," "meta," u otros términos comparables y afirmaciones similares de declaraciones de naturaleza futura o de proyecciones futuras identifican declaraciones de proyecciones futuras.

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

- demanda esperada para el metanol y sus derivados,
- nueva oferta de metanol esperada o reinicio de plantas ociosas y calendario para la puesta en marcha,
- fecha de cierre esperada (ya sea temporal o permanente) o re-inicio de plantas de metanol existentes (incluyendo nuestras propias plantas), incluyendo, sin limitación, la fecha y duración de cortes planificado por mantenimiento,
- precios esperados del metanol y energía,
- niveles esperados de las compras de metanol de comerciantes u otros terceros,
- niveles previstos y calendario y disponibilidad de suministro de gas natural a precios viables para cada una de nuestras plantas,
- capital u otros comprometidos por terceros hacia exploración y desarrollo futuro de gas natural en las cercanías de nuestras plantas,
- gasto de capital esperado, incluyendo, sin límites, gastos de capital para apoyar la exploración y desarrollo de gas natural para nuestras plantas y el reinicio de nuestras plantas ociosas de metanol,
- tasas de producción esperadas de nuestras plantas,
- costos de operación esperados, incluyendo la materia prima de gas natural y los costos de logística,
- tasas de impuesto esperadas o resoluciones de disputas tributarias,
- flujos de caja esperados, capacidad de generación de ingresos y precio de la acción,
- capacidad para cumplir con los convenios u obtener exenciones relacionados con nuestras obligaciones de deuda a largo plazo, incluyendo, sin limitación, la deuda con garantías limitadas de Egipto que tiene condiciones asociadas con la finalización de ciertos registros de propiedad e hipotecas relacionadas

que requieren acciones por parte de entidades del gubernamentales de Egipto,

- disponibilidad de facilidades de crédito comprometidas y otro financiamiento,
- estrategia de distribución a los accionistas y distribuciones esperadas a los accionistas,
- viabilidad comercial de, o capacidad para ejecutar, proyectos futuros, reinicio de plantas, expansiones de la capacidad de producción, reubicación de plantas u otras iniciativas de negocios u oportunidades, incluyendo la reubicación planificada de una de nuestras plantas ociosas de metanol de Chile a Geismar, Luisiana (“Geismar”) y ciertas iniciativas en Nueva Zelanda y Canadá,

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 y desarrollo de gas natural en Chile y Nueva Zelanda y nuestra capacidad para conseguir a un precio económico gas natural en Chile, Nueva Zelanda, Trinidad, Canadá y Estados Unidos,
- tasas de producción de nuestras plantas,
- receipt of remaining required permits in connection with the Geismar project,
- recepción de consentimientos o aprobaciones de terceros, incluyendo sin limitación, registros gubernamentales de derechos de propiedades e hipotecas relacionadas en Egipto, aprobaciones gubernamentales relación con derechos de exploración de gas natural, derechos de comprar gas natural,
- recepción de las aprobaciones gubernamentales relacionadas con los derechos de exploración de gas natural,
- el establecimiento de estándares de combustible nuevos,
- costos de operación incluyendo materia prima de gas natural y costos de logística, costos de capital, tasas

- fortaleza financiera y capacidad para hacer frente a compromisos financieros futuros,
- actividad económica mundial o regional esperada (incluyendo niveles de producción industrial),
- resultados esperadas de litigios u otras disputas, reclamos o revisiones,
- acciones esperadas de los gobiernos, agencias gubernamentales, proveedores de gas, los juzgados y tribunales, o de terceros, y
- impacto esperado en nuestros resultados de operaciones en Egipto y nuestra situación financiera como consecuencia de las medidas adoptadas por el Gobierno de Egipto y sus organismos.

de impuesto, flujos de efectivo, tasa de cambio y tasas de interés,

- disponibilidad de facilidades de crédito comprometidas y otro financiamiento,
- plazos de termino y costo del proyecto Geismar y nuestras iniciativas para aumentar la producción en Nueva Zelanda y Canadá,
- actividad económica mundial y regional (incluyendo niveles de producción industrial),
- ausencia de un impacto material negativo producto de catástrofes naturales,
- ausencia de cambios negativos importantes producto de cambios en leyes o reglamentos,
- ausencia de efectos negativos producto de la inestabilidad política en los países en los que operamos,
- cumplimiento de las obligaciones contractuales y capacidad de ejecutar las obligaciones contractuales por parte de los clientes, proveedores y otras terceras partes, y
- satisfacción de las condiciones precedentes contenidas en el acuerdo del proyecto de suministro de gas natural, Geismar.

Discusión y Análisis de la Administración

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

- las condiciones en la industria del metanol y otras industrias, incluyendo las fluctuaciones en la oferta, la demanda y el precio de metanol y sus derivados, incluyendo la demanda de metanol para usos energéticos,
- el precio del gas natural, petróleo y derivados del petróleo,
- el éxito de las actividades de exploración y desarrollo de gas natural en el sur de Chile y Nueva Zelanda y nuestra habilidad para obtener cualquier cantidad de gas adicional en Chile y Nueva Zelanda en términos comercialmente aceptables,
- la habilidad de llevar a cabo iniciativas y estrategias corporativas exitosamente,
- acciones de los competidores, proveedores e instituciones financieras,
- condiciones dentro de los sistemas de suministro de gas natural que pueden impedir la entrega de nuestros requerimientos de suministro de gas natural,
- competencia por la demanda de gas natural, especialmente con respecto a las necesidades internas de gas y electricidad en Chile y Egipto,
- acciones de los gobiernos y las autoridades gubernamentales incluyendo, sin limitación, la implementación de políticas y otras medidas que podrían tener un impacto en la oferta o demanda de metanol o sus derivados,
- cambios en las leyes o reglamentos,
- restricciones de importación o exportación, medidas anti-dumping, aumento de derechos aduaneros, impuestos y regalías de gobierno, y otras acciones por parte de los gobiernos que pueden afectar negativamente nuestras operaciones o contratos existentes,
- condiciones económicas mundiales,
- satisfacción de las condiciones precedentes contenidas en el acuerdo del proyecto de suministro de gas natural, Geismar, y
- otros riesgos descritos en nuestro reporte

Discusión y Análisis de la Administración de 2012.

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.

Responsabilidad por los Informes Financieros

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

La gerencia es responsable de establecer y mantener controles internos adecuados sobre el proceso de informes financieros. Bajo la supervisión y con la participación de nuestra gerencia, incluyendo al Gerente General y Gerente de Finanzas, realizamos una evaluación de la efectividad de nuestros controles internos sobre el proceso de informes financieros basándonos en el marco de control interno establecido en Control Interno - Marco Integrado emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway. Basado en nuestra evaluación, nuestra gerencia concluyó que el sistema de controles internos sobre el proceso de informes fue efectivo al 31 de Diciembre de 2012.

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

El Comité está compuesto por 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, los comunicados de prensa y presentación de información a entes reguladores de mercado; el proceso de informes financieros; los sistemas de controles internos contables y financieros; las calificaciones profesionales e independencia del auditor externo; el desempeño de los auditores externos; los procesos de administración de riesgos; los planes financieros; los planes de pensión; y el cumplimiento de la Compañía con las políticas éticas y los requisitos legales y regulatorios.

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



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



John Floren
Presidente y
Gerente General



Ian Cameron
Vice Presidente Ejecutivo, Gerente de Finanzas

March 13, 2013

Informe de los Auditores Independientes de la Firma de Auditores

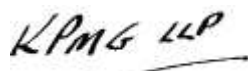
A los Accionistas y Directorio de Methanex Corporation:

Hemos auditado los estados de posición financiera consolidados de Methanex Corporation al 31 de Diciembre de 2012 y 31 de Diciembre de 2011 y los estados consolidados relacionados de resultados, resultados integrales, cambios en el patrimonio, y flujos de efectivo para los años terminados en esas fechas. Estos estados financieros consolidados son de responsabilidad de la administración de Methanex Corporation. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados basados en nuestras auditorías.

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

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados referidos anteriormente presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la posición financiera consolidada de Methanex Corporation al 31 de Diciembre de 2012 y 31 de Diciembre de 2011, y su rendimiento financiero consolidado y flujos de caja consolidados por los años terminados en esas fechas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board.

También hemos auditado, de conformidad con las normas de la Junta Supervisora de Contabilidad de Sociedades Públicas (Estados Unidos), la eficacia de los controles internos de Methanex Corporation sobre los informes financieros al 31 de diciembre 2012, sobre la base de los criterios establecidos en el Control Interno – Marco Integral emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (COSO), y nuestro informe de fecha 13 de marzo de 2013 expresó una opinión sin salvedades sobre la efectividad de los controles internos sobre los informes financieros de Methanex Corporation.



Chartered Accountants
Vancouver, Canadá
15 de Marzo 2013

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 Compañía") al 31 de Diciembre 2012, basándose en los criterios establecidos en Control Interno - Marco Integrado emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (COSO). La administración de la Compañía es responsable de mantener controles internos efectivos sobre los informes financieros y por la evaluación de la eficacia de los controles internos sobre los informes financieros que se incluye en la sección titulada "Informe Anual de la Administración sobre Controles Internos de Reportes Financieros" que se incluye en el Análisis y Discusión de la Administración. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre la efectividad de los controles internos de la Compañía sobre los informes financieros basados en nuestra auditoría.

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

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

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

En nuestra opinión, la Compañía mantuvo, en todos los aspectos materiales, controles internos efectivos sobre informes financieros al 31 de Diciembre de 2012, basándose en los criterios establecidos en Controles Internos- Marco Integrado emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (COSO).

También hemos efectuado una auditoría de conformidad con las normas de auditoría generalmente aceptados en Canadá y normas de la Junta Supervisora de Contabilidad de Sociedades Públicas (Estados Unidos) los estados consolidados de situación financiera de la Compañía al 31 de Diciembre de 2012 y 31 de Diciembre de 2011 y los estados consolidados relacionados de resultados, resultados integrales, cambios en el patrimonio, y flujos de efectivo para los años terminados 31 de Diciembre de 2012 y 31 de Diciembre de 2011 y nuestro informe de fecha 13 de Marzo de 2013 expresa una opinión sin salvedades sobre dichos estados financieros consolidados.



Chartered Accountants
Vancouver, Canadá
13 de Marzo 2013

Estados Consolidados de Situación Financiera

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

AL	DIC 31 2012	DIC 31 2011
ACTIVOS		
Activos corrientes:		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 745,610	\$ 350,711
Cuentas por Cobrar y otras (nota 3)	429,203	378,430
Inventarios (nota 4)	253,023	281,015
Gastos anticipados	28,314	24,465
	1,456,150	1,034,621
No corrientes:		
Propiedad, planta y equipo (notas 5 y 6)	2,014,748	2,233,023
Otros activos (notas 6 y 8)	73,724	125,931
	2,088,472	2,358,954
	\$ 3,544,622	\$ 3,393,575
PASIVOS Y PATRIMONIO		
Pasivos corrientes:		
Cuentas por pagar, otros pasivos y provisiones	\$ 353,744	\$ 327,130
Obligaciones largo plazo con vencimiento en el corto plazo (nota 9)	53,334	251,107
Lease financiero con vencimiento en el corto plazo (nota 10)	7,367	6,713
Otros pasivos largo plazo con vencimiento en el corto plazo (nota 11)	26,536	18,031
	440,981	602,981
No corrientes:		
Obligaciones largo plazo (nota 9)	1,191,891	652,148
Lease financiero (nota 10)	48,612	55,979
Otros pasivos largo plazo (nota 11)	193,823	178,172
Impuesto diferido por pagar (nota 176)	191,578	302,332
	1,625,904	1,188,631
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 al 31 Diciembre 2012 94,309,970 (2011 – 93,247,755)	481,779	455,434
Sobreprecio en venta de acciones	15,481	22,281
Utilidades retenidas	805,661	942,978
Otras pérdidas integrales acumuladas	(13,045)	(15,968)
Patrimonio de los accionistas	1,289,876	1,404,725
Interés minoritario	187,861	197,238
Total patrimonio	1,477,737	1,601,963
	\$ 3,544,622	\$ 3,393,575

Compromisos y contingencias (notas 17 al 23)

Ver notas que acompañan los estados financieros consolidados.

Aprobado por el Directorio:



Terence Poole (Director)



John Floren (Director)

Estados de Resultados Consolidados

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

PARA LOS AÑOS TERMINADOS 31 DICIEMBRE	2012	2011
Ingresos por ventas	\$ 2,672,954	\$ 2,608,037
Costo de ventas y gastos de la operación (nota 12)	(2,187,288)	(2,107,320)
Depreciación y amortización	(171,635)	(156,667)
Gastos y cargos proyecto de reubicación Luisiana (nota 5)	(64,543)	–
Cargo deterioro activo (nota 6)	(296,976)	–
Utilidad (pérdida) operacional	(47,488)	344,050
Intereses financieros (nota 13)	(71,314)	(61,797)
Intereses financieros y otros egresos	509	1,667
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	(118,293)	283,920
Impuestos a la renta , recuperación (gasto) (nota 17):		
Corriente	(30,302)	(36,241)
Diferido	114,020	(19,679)
	83,718	(55,920)
Utilidad (pérdida)	\$ (34,575)	\$ 228,000
Atribuible a:		
Accionistas de Methanex Corporation	\$ (68,105)	\$ 201,326
Interés minoritario	33,530	26,674
	\$ (34,575)	\$ 228,000
Utilidad (pérdida) del periodo atribuible a los accionistas de Methanex Corporation		
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria (nota 14)	\$ (0.73)	\$ 2.16
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria (nota 14)	\$ (0.73)	\$ 2.06
Promedio ponderado de acciones ordinarias vigentes	93,755,509	93,026,482
Promedio ponderado diluido de acciones ordinarias vigentes	93,755,509	94,360,956

Ver notas que acompañan los estados financieros consolidados

Estados Consolidados de Resultados Integrales

(Miles de dólares americanos)

PARA LOS AÑOS TERMINADOS 31 DICIEMBRE	2012	2011
Utilidad (pérdida) neta	\$ (34,575)	\$ 228,000
Otros ingresos (pérdida) integrales neto de impuesto:		
Cambios en el valor justo de contratos de moneda forward (nota 20)	(320)	326
Cambios en el valor justo de contratos swap de tasa interés (nota 17 y 20)	(5,794)	(3,764)
Pérdida realizada en swap de tasa de interés reclasificada a gastos por intereses	11,198	12,816
Pérdida realizada en swap de tasa de interés reclasificada a propiedad, planta y equipo	—	7,279
Pérdidas actuariales en planes definido de pensiones (notas 17 y 22(a))	(1,135)	(10,258)
	3,949	6,399
Utilidad (pérdida) integral	\$ (30,626)	\$ 234,399
Atribuible a:		
Accionistas de Methanex Corporation	\$ (66,317)	\$ 201,193
Interés minoritario	35,691	33,206
	\$ (30,626)	\$ 234,399

Ver notas que acompañan los estados financieros consolidados.

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio

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

	Número de Acciones Ordinarias	Capital	Sobrepeso en ventas de acciones	Utilidades Retenidas	Otras pérdidas integrales acumuladas	Total Patrimonio	Interés Minoritario	Total Patrimonio
Saldos, 1 enero 2010	92,632,022	\$ 440,092	\$ 25,393	\$ 813,819	\$ (26,093)	\$ 1,253,211	\$ 156,412	\$ 1,409,623
Utilidad neta	-	-	-	201,326	-	201,326	26,674	228,000
Otros ingresos (pérdidas) integrales	-	-	-	(10,258)	10,125	(133)	6,532	6,399
Gastos compensación para opciones de acciones	-	-	837	-	-	837	-	837
Emisión de acciones ejercicio de opciones de acciones	615,733	11,393	-	-	-	11,393	-	11,393
Reclasificación de fecha valor equitativo al ejercer opciones de acciones	-	3,949	(3,949)	-	-	-	-	-
Pago dividendos accionistas de Methanex Corporation	-	-	-	(61,909)	-	(61,909)	-	(61,909)
Distribuciones interés minoritario	-	-	-	-	-	-	(11,580)	(11,580)
Contribuciones de capital interés minoritario	-	-	-	-	-	-	19,200	19,200
Saldos, 31 Diciembre 2011	93,247,755	455,434	22,281	942,978	(15,968)	1,404,725	197,238	1,601,963
Utilidad neta (pérdida)	-	-	-	(68,105)	-	(68,105)	33,530	(34,575)
Otros ingresos (pérdidas) integrales	-	-	-	(1,135)	2,923	1,788	2,161	3,949
Gastos compensación para opciones de acciones	-	-	726	-	-	726	-	726
Emisión de acciones ejercicio de opciones de acciones	1,062,215	18,819	-	-	-	18,819	-	18,819
Reclasificación de fecha valor equitativo al ejercer opciones de acciones	-	7,526	(7,526)	-	-	-	-	-
Pago dividendos accionistas de Methanex Corporation	-	-	-	(68,077)	-	(68,077)	-	(68,077)
Distributions to non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	(46,068)	(46,068)
Contribuciones de capital interés minoritario	-	-	-	-	-	-	1,000	1,000
Saldos 31 Diciembre 2012	94,309,970	\$ 481,779	\$ 15,481	\$ 805,661	\$ (13,045)	\$ 1,289,876	\$ 187,861	\$ 1,477,737

Ver notas que acompañan los estados financieros consolidados.

Estados Consolidados de Flujo de Efectivo

(Miles de dólares americanos)

PARA LOS AÑOS TERMINADOS 31 DICIEMBRE	2012	2011
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERACIONALES		
Utilidad (pérdida) neta	\$ (34,575)	\$ 228,000
Agregar (deducir) ítems sin movimiento de efectivo:		
Depreciación y amortización	171,635	156,667
Cargos sin movimiento efectivo proyecto reubicación Luisiana	25,688	–
Cargo deterioro activo	296,976	–
Impuestos, gasto (recuperación)	(83,718)	55,920
Gastos por compensaciones basadas en acciones (recuperación)	35,907	(4,890)
Costos financieros	71,314	61,797
Otros	16,578	3,459
Impuesto a la renta pagado	(29,528)	(46,331)
Otros pagos en efectivo, incluyendo compensaciones basadas en acciones	(33,774)	(10,303)
Flujo de efectivo de actividades operacionales antes de lo indicado a continuación	436,503	444,319
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo (nota 18)	21,774	35,388
	458,277	479,707
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES FINANCIERAS		
Dividendos pagados a los accionistas de Methanex Corporation	(68,077)	(61,909)
Intereses pagado, incluyendo liquidación de swap de tasa de interés	(64,914)	(60,467)
Emisión deuda a largo plazo	590,344	2,700
Pagos de Obligaciones a largo plazo y deuda con garantías limitadas	(251,105)	(49,650)
Cambios en cuentas de provisiones financiamiento de proyectos	(4,916)	(27,291)
Contribuciones de capital accionistas minoritarios	1,000	19,200
Distribuciones accionistas minoritarios	(49,409)	(8,239)
Emisión de acciones por ejercicio de opciones de acciones	18,819	11,393
Pagos de leases financieros y otros pasivos a largo plazo	(6,712)	(5,964)
	165,030	(180,227)
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSION		
Propiedad, planta y equipo	(134,716)	(126,198)
Gastos proyecto Luisiana	(73,912)	(1,326)
Activos petróleo y gases	(32,892)	(30,098)
GeoPark pagos	10,039	7,551
Cambios en capital de trabajo no-monetario relacionado con actividades de inversión (nota 18)	3,073	7,508
	(228,408)	(142,563)
Aumento de efectivo y efectivo equivalente	394,899	156,917
Efectivo y efectivo equivalente a principios de año	350,711	193,794
Efectivo y efectivo equivalente a fines de año	\$ 745,610	\$ 350,711

Ver notas que acompañan los estados financieros consolidados.

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

Año terminado al 31 de diciembre 2012

1. Naturaleza de las operaciones:

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

2. Políticas contables significativas:

a) Declaración de cumplimiento:

Estos estados financieros consolidados se preparan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS), según lo publicado por el International Accounting Standards Board (IASB). Estos estados financieros consolidados fueron aprobados y autorizados para su emisión por el Directorio el 13 de marzo de 2013.

b) Bases de presentación y consolidación:

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

c) Moneda del informe y conversión de moneda extranjera:

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

d) Efectivo equivalentes:

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

e) Cuentas por cobrar:

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

f) Inventarios:

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

g) Propiedad, planta y equipo:

Reconocimiento inicial

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

Costos subsecuentes

Las reparaciones de rutina y los costos de mantenimiento se cargan a gastos cuando se incurren. A intervalos regulares, la Compañía lleva a cabo un cierre programado e inspección (turnaround) en sus plantas para hacer trabajos de mantenimiento mayor y reemplazar catalizadores. Los costos asociados con estos cierres se capitalizan y amortizan durante el periodo hasta el próximo cierre programado y el valor libro de los componentes reemplazados son eliminados e incluidos en resultados.

Depreciación

La depreciación y amortización generalmente se determina en base lineal, a tasas calculadas para amortizar el costo de la propiedad, planta y equipo desde el inicio de las operaciones comerciales a lo largo de su vida útil estimada hasta su valor residual estimado.

La vida útil estimada de los edificios, plantas y maquinaria de la Compañía, excluyendo los costos relacionados con la mantención mayor, oscila entre 10 y 25 años, dependiendo del componente específico del activo y la planta de producción con la que se relaciona. La Compañía determina las vidas útiles estimadas de los componentes individuales de los activos basado en el más corto, su vida física o vida económica. La vida física de estos activos es generalmente más larga que la vida económica. La vida económica está determinada principalmente por la naturaleza de la materia prima del gas natural disponible para las diversas instalaciones de producción. Los factores que influyen en la naturaleza de la disponibilidad de materia prima gas natural incluirá los términos de los contratos individuales de suministro de gas natural, el acceso al suministro de gas natural en los mercados abiertos, factores regionales que influyen en la exploración y desarrollo de gas natural, y el precio esperado para asegurar el suministro de gas natural. La Compañía revisa los factores relacionados con cada unidad de producción sobre una base anual para determinar si se requiere efectuar cambios en las vidas útiles estimadas.

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

Propiedades de petróleo y gas

Los costos incurridos en propiedades de petróleo y gas natural con reservas probadas se capitalizan en el rubro propiedad, planta y equipo, incluyendo la reclasificación de los costos de exploración asociados y de propiedades abandonadas. Estos costos se amortizan bajo el método de unidades de producción, teniendo en cuenta las reservas probadas estimadas y los costos de desarrollo futuros estimados. Las reservas probadas y probables para las propiedades de petróleo y gas se estiman sobre la base de reportes de reservas independientes y representan las cantidades estimadas de gas natural que se consideran comercialmente viables. Estas estimaciones de las reservas se utilizan para determinar la depreciación y para evaluar el valor libro de las propiedades de petróleo y gas. La contabilización de los costos incurridos las propiedades de exploración de petróleo y gas con reservas no probadas se describen en la nota 2(h). Producto de la transición a IFRS el 1 de enero de 2010, la Compañía decidió proseguir con el método del costo total de contabilidad para los valores de los activos de petróleo y gas según los PCGA anteriores. En ese momento, la Compañía asignó los costos asociados con activos de petróleo y gas entre el rubro propiedad, planta y equipo y otros activos sobre la base de las reservas probadas y no probadas, respectivamente.

Pérdida de valor

La Compañía revisa el valor libro de activos de larga vida por deterioro cuando existen eventos o cambios en las circunstancias que indican que el valor libros de un activo pudiese no ser recuperable. Ejemplos de tales eventos o cambios de las circunstancias incluyen, pero no se limitan a: cambios adversos significativos en el alcance o manera en que se utiliza el activo o, en su condición física; un cambio significativo en el precio o la disponibilidad de materia prima de gas natural necesario para la fabricación de metanol; un cambio adverso significativo en los factores legales o en el clima de negocios que podrían afectar el valor del activo, incluyendo una acción adversa o evaluación por un gobierno extranjero que impacta el uso del activo; o una pérdida operacional o de flujo de efectivo en el periodo actual combinado con un historial de pérdidas operacionales o de flujo efectivo, o una proyección o pronóstico que demuestra las continuas pérdidas asociadas con el uso del activo.

La recuperabilidad de los activos de larga vida se mide comparando el valor libro de un activo o unidad generadora de efectivo con el monto recuperable estimado, que es el más alto de su valor justo estimado menos costos de venta o su valor en uso. El valor en uso es determinado haciendo una estimación de los flujos esperados antes de impuesto que se esperan serán generados por el activo o unidad generadora de flujo durante su vida útil estimada descontado por una tasa antes de impuesto. Un castigo por deterioro se registra por la diferencia en que el valor libro exceda el valor recuperable estimado. Un castigo por deterioro reconocido en ejercicios anteriores para un activo o unidad generadora de efectivo se revierte si se ha producido una posterior recuperación en el valor del activo o unidad generadora de efectivo, debido a los cambios en los eventos y circunstancias. Para efectos del reconocimiento y medición de un castigo por deterioro, la Compañía agrupa los activos de larga vida con otros activos y pasivos para formar una "unidad generadora de efectivo" al nivel más bajo para el cual se pueden identificar flujos de efectivo son en gran parte independiente de los flujos de efectivo de otros activos y pasivos. En la medida que nuestras plantas de metanol en un lugar determinado son interdependientes, como resultado de una infraestructura común y/o materia prima de fuentes compartidas que pueden ser compartidas dentro de una planta en particular, la Compañía agrupa los activos basado en las ubicaciones de las plantas con el propósito de determinar deterioro.

h) Otros activos:

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

Los costos financieros relacionados con líneas de financiamiento no giradas se capitalizan en otros activos y se amortizan como gasto financiero durante el periodo de la línea de crédito. Los costos financieros relacionados con financiamiento para proyectos se

capitalizan en otros activos hasta que el financiamiento del proyecto es totalmente girado. Una vez que el financiamiento del proyecto es totalmente girado, estos costos se reclasifican al rubro obligación de largo plazo y se amortizan como gasto financiero durante el periodo de vigencia del crédito sobre una base de interés efectiva.

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

i) Leases:

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

j) Costos por retiro de activos:

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

k) Beneficios futuros de los empleados:

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

l) Compensación basada en acciones:

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

Para las opciones de acciones concedidas por la Compañía, el costo del servicio recibido se mide sobre la base de una estimación del valor justo en la fecha de la concesión. El valor justo de la fecha de la concesión es reconocido como gastos de compensación durante el 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 abonan al rubro capital. La Compañía utiliza el modelo de precios de opciones de Black-Scholes para estimar el valor justo de cada opción de acciones en la fecha de la concesión.

Los derechos sobre la revalorización de acciones (SARs) son unidades que otorgan a su tenedor el derecho a recibir un pago en efectivo al ejercer por la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio que se determina en la fecha de la concesión. Los derechos de apreciación de acciones tándem (TSARs) le da al tenedor una elección entre ejercer una opción de acciones normal o un SAR. En el caso de los SARs y TSARs el costo del servicio recibido como consideración es medido inicialmente en base a un valor justo estimado a la fecha de la concesión. El valor razonable de subvención a la fecha inicial es reconocido como gasto de compensación durante el periodo de devengo con el correspondiente aumento en los pasivos. Para SARs y TSARs, la obligación se remide en cada fecha de presentación de informes sobre la base de una estimación del valor justo con los cambios en el valor justo reconocidos como gastos de compensación por la proporción del servicio que se ha prestado a esa fecha. La Compañía usa el modelo de precios de opciones de Black-Scholes para estimar el valor justo de los SARs y TSARs.

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

Información adicional relacionada con el plan de opciones de acciones, los derechos de revalorización de las acciones tándem, los derechos de revalorización de acciones y de las acciones diferidas, restringidas y por desempeño se describen en la nota 15.

m) Utilidad (pérdida) neta por acción ordinaria:

La Sociedad calcula la utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria dividiendo la utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas de Methanex por el número promedio ponderado de acciones ordinarias vigentes y calcula la utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria bajo el método de acciones propias readquiridas. Bajo el método de acciones de tesorería, la utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria se calcula teniendo en cuenta la dilución potencial que podría ocurrir si las opciones en circulación y, en determinadas circunstancias, los TSARs fueron ejercidos o convertidos en acciones ordinarias. Las opciones de acciones y TSARs se consideran dilutivos, cuando el precio promedio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía durante el período descrito supera el precio de ejercicio de las opciones sobre acciones o TSAR.

Los TSARs pendientes pueden ser liquidados en acciones ordinarias o en efectivo según la opción del titular. Para efectos del cálculo de la utilidad neta diluida por acción ordinaria, el más dilutivo entre el método liquidación en efectivo o en acciones se utiliza, independientemente de cómo se contabiliza el plan. En consecuencia, los TSARs que se contabilizan por el método de liquidación en efectivo requerirán un ajuste en el numerador y el denominador, si el método de liquidación en acciones se determina que tiene un efecto de dilución por acción ordinaria.

El cálculo de la utilidad (pérdida) neta por acción ordinaria y una conciliación con la utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria se presenta en la nota 14.

n) Reconocimiento de Ingresos:

Los ingresos por ventas se reconocen basándose en las condiciones contractuales individuales cuando el título y riesgo de pérdida del producto se 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.

o) Instrumentos Financieros:

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

Bajo estas normas, los instrumentos financieros derivados, incluyendo derivados subyacentes, se clasifican como mantenidos para la venta y se registran en los Estados Consolidado de Posición Financiera a valor justo a no ser que sean requerimientos normales de la Compañía de compra, venta o utilización. La valuación de los instrumentos financieros derivados es una estimación contable crítica debido a la compleja naturaleza de estos productos, el grado de juicio requerido para valorizar adecuadamente estos productos y el impacto potencial de esa valorización en los estados financieros de la Compañía. La Compañía registra todos los cambios en valor justo de los instrumentos financieros derivados en resultados, a menos que, los instrumentos sean designados como cobertura de flujo de caja. La Compañía entra en, y designa como cobertura de flujo de caja ciertos contratos forward de compra y venta de moneda para cubrir la exposición de variación de tasa de cambio en ventas anticipadas. La Compañía entra en, y designa como cobertura de flujo de caja ciertos contratos swap de tasa de interés para cubrir la exposición de variación de tasa de interés variable en sus obligaciones con garantías limitadas. La Compañía evalúa en la fecha inicial y continuamente si las coberturas son y continúan siendo efectivas para compensar cambios en los flujos de caja de las transacciones cubiertas. La porción efectiva de cambios en los valores justos de estos instrumentos de coberturas se reconocen en otros resultados integrales. Cualquier ganancia o pérdida en el valor justo en relación con la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en resultados. Hasta su liquidación, el

valor justo de los instrumentos financieros derivados fluctuará basado en los cambios de las tasas de cambios o tasas de interés variable.

p) Impuesto a la renta:

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

Los impuestos a la renta diferidos se contabilizan utilizando el método de obligaciones. El método del pasivo 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 activos de impuestos diferidos, tales como saldos de pérdidas acumuladas no por concepto de capital, se reconocen en la medida que es probable que existan utilidades tributarias en contra la cual el activo se puede aplicar.

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

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

q) Provisiones:

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

r) Información de Segmentos:

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

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

El IASB emitió nuevas normas contables relacionadas con la revelación y contabilización para consolidación de empresas conjuntas; IFRS 10, Estados Financieros Consolidados; IFRS 11, Propiedad Conjunta; y IFRS 12, Divulgación de Intereses en Otras Entidades. El IASB ha revisado la definición de "control", bajo IFRS 10, que es un criterio contable para la consolidación. Además, se estipularon cambios de las IFRS en la contabilidad de empresas conjuntas, bajo IFRS 1, las que bajo ciertas circunstancias, eliminó la opción de la consolidación proporcional por lo tanto, el método del valor patrimonial proporcional tendrá que ser aplicado. En la actualidad la Compañía contabiliza la participación del 63.1% de Atlas Methanol Company bajo el método de consolidación proporcional, y contabilizará esta entidad utilizando el método de valor patrimonial a partir del 1 de enero 2013. El cambio a valor patrimonial no origina ningún cambio en los ingresos netos o patrimonio neto, sino que dará lugar a un impacto significativo de presentación de los Estados de Resultados Consolidados y Estados Consolidados de Posición Financiera.

3. Cuentas por cobrar y otros:

AL	DIC 31 2012	DIC 31 2011
Comerciales	\$ 349,632	\$ 310,616
Impuesto al valor agregado y otros impuestos por recuperar	49,807	43,132
Porción circulante financiamiento de GeoPark (nota 8)	8,028	7,200
Otros	21,736	17,482
	\$ 429,203	\$ 378,430

4. Inventarios:

Los inventarios se valorizan al más bajo, entre el costo, determinado sobre la base primero en entrar primero en salir, y el valor neto realizable estimado. El monto de inventario incluido en el costo de las ventas y gastos operacionales y depreciación y amortización para el año terminado el 31 de diciembre de 2012 fue \$2.082 millones (2011 - \$2.052 millones).

5. Propiedad, planta y equipo:

	Edificios, Planta Instalaciones & Maquinaria						Planta en Construcción		Propiedades de Petróleo & Gas		Otros	Total
Costo al 1 de enero 2012	\$	3,209,597	\$	1,326	\$	77,486	\$	88,642	\$	3,377,051		
Adiciones		132,727		73,912		2,882		4,457		213,978		
Ventas y otros		(62,604)		—		—		(24,193)		(86,797)		
Cost at December 31, 2012	\$	3,279,720	\$	75,238	\$	80,368	\$	68,906	\$	3,504,232		
Depreciación acumulada al 1 de enero 2012	\$	1,070,267	\$	—	\$	32,990	\$	40,771	\$	1,144,028		
Ventas y otros		(30,935)		—		—		(18,673)		(49,608)		
Depreciación		146,949		—		18,437		6,201		171,587		
Cargo deterioro activos		200,753		—		22,724		—		223,477		
Depreciación acumulada al 31 de diciembre 2012	\$	1,387,034	\$	—	\$	74,151	\$	28,299	\$	1,489,484		
Valor libro neto al 31 de diciembre 2012	\$	1,892,686	\$	75,238	\$	6,217	\$	40,607	\$	2,014,748		

	Edificios, Planta Instalaciones & Maquinaria		Planta en Construcción		Propiedades de Petróleo & Gas		Otros	Total		
Costo al 1 de enero 2011	\$	2,131,608	\$	966,320	\$	54,049	\$	116,203	\$	3,268,180
Adiciones		106,693		6,302		13,045		6,806		132,846
Ventas y otros		—		—		—		(34,367)		(34,367)
Traspasos		971,296		(971,296)		—		—		—
Reclasificado de otros activos, neto		—		—		10,392		—		10,392
Costo al 31 de Diciembre 2011	\$	3,209,597	\$	1,326	\$	77,486	\$	88,642	\$	3,377,051
Depreciación acumulada al 1 de enero 2011	\$	929,079	\$	—	\$	20,092	\$	60,433	\$	1,009,604
Ventas y otros		—		—		—		(25,431)		(25,431)
Depreciación		141,188		—		12,898		5,769		159,855
Depreciación acumulada al 31 de diciembre 2011	\$	1,070,267	\$	—	\$	32,990	\$	40,771	\$	1,144,028
Valor libro neto al 31 de diciembre 2011	\$	2,139,330	\$	1,326	\$	44,496	\$	47,871	\$	2,233,023

En edificios, planta, instalaciones y maquinaria al 31 de diciembre de 2012 y 2011 se incluyen costos capitalizados de \$99.3 millones relacionados con las instalaciones de producción de oxígeno en Trinidad contabilizados como leasing financiero (nota 10). El valor libro neto de dichos activos a 31 de diciembre de 2012 fue \$43.9 millones (2011 - \$49.8 millones).

El saldo otras propiedades, planta y equipos incluyen los buques de transporte marítimo con un valor libro neto total de \$26,8 millones al 31 de diciembre de 2012 (2011 - \$28,6 millones).

Durante 2012, la Compañía tomó la decisión final de inversión para continuar con el proyecto para reubicar una planta ociosa de Chile a Geismar, Luisiana. Bajo IFRS, ciertos costos incurridos en relación con la reubicación de un activo no califican para ser capitalizados en propiedad, planta y equipo y deben ser cargados directamente a resultados. Para el año terminado en diciembre 31 de 2012, la Compañía incurrió en \$112.8 millones en gastos relacionados con este proyecto, de los cuales \$73.9 millones se registraron en propiedad, planta y equipo y los restantes \$38.9 millones (\$23,3 millones después de impuestos) fue reconocido como gastos y cargos de reubicación del proyecto Luisiana en los Estados de Resultados Consolidados. Además, para el 31 de diciembre de 2012, la Compañía imputó a resultados \$25.7 millones (\$17.6 millones después de impuestos) relacionado con el valor libro de la planta de Chile trasladada y esto también se incluye en los gastos y cargos de reubicación del proyecto Luisiana.

Para el año terminado en diciembre 31 de 2012, la Compañía registró un cargo por deterioro de activos en relación con el valor en libro de sus operaciones en Chile. Vea la nota 6 de los estados financieros consolidados para más información.

6. Cargo por deterioro de activo:

La Compañía revisa el valor libro de los activo de largo plazo por deterioro cuando existen eventos o cambios en las circunstancias que indiquen que el valor libro pudiere no ser recuperable. La Compañía espera declarar ociosas sus operaciones en Chile en marzo 2013 debido a un déficit previsto de materia prima, gas natural para mantener la planta en

operaciones durante el invierno del hemisferio sur. La Compañía continúa trabajando con sus proveedores de gas natural para asegurar gas natural suficiente para sostener sus operaciones, y aunque el reinicio de una planta de Chile es posible más tarde, en 2013, el reinicio depende de asegurar una posición sostenible de gas natural para operar a medio plazo.

Como consecuencia de las perspectivas inciertas para el suministro de la materia prima, gas natural, para sus operaciones en Chile, el valor libro de los activos de la Compañía en Chile fue revisado para probar la capacidad de recuperación al 31 de diciembre de 2012.

La recuperabilidad fue medida comparando el valor libro de los activos en Chile con el valor estimado recuperable que es el mayor del valor justo estimado menos costo de venta y su valor en uso. El valor en uso se determinó midiendo el flujo de efectivo antes de impuestos esperado que sea generado por los activos en Chile durante su vida útil estimada, descontados a una tasa de descuento antes de impuestos. La tasa de descuento antes de impuestos que se usó del 13% fue derivada del costo de capital estimado de la Compañía.

Hay dos variables claves que impactan las estimaciones de los flujos de efectivo futuros de la Compañía: (1) el precio del metanol y (2) el precio y la disponibilidad de la materia prima, gas natural. Las estimaciones de precio del metanol a corto plazo, se basan en la oferta actual y los fundamentos de la demanda y los precios actuales de metanol. Las estimaciones de precios del metanol a largo plazo, se basan en la visión de la Compañía de la oferta y la demanda a largo plazo, y se tienen en cuenta muchos factores, incluyendo, pero no limitado a, las estimaciones de las tasas mundiales de producción industrial, precios de la energía, los cambios en las condiciones económicas generales, la capacidad de producción de metanol mundial futura, las tasas de operación de la industria y la estructura de costos de la industria mundial. La estimación del precio y de la disponibilidad de gas natural de la Compañía toma en cuenta las condiciones contractuales actuales, así como los factores que cree que son relevantes para el suministro bajo dichos contratos y fuentes de gas natural adicionales. Otros supuestos incluidos en la estimación de los flujos futuros de efectivo de la Compañía incluyen el costo estimado incurrido para mantener las instalaciones, las estimaciones de los costos de transporte y otros costos variables incurridos en la producción de metanol en cada período.

En base a las pruebas realizadas, la Compañía registró un cargo por deterioro de activos de \$297 millones antes de impuestos sin efecto de flujo de efectivo (\$193 millones después de impuestos) para reducir el valor libro de los activos de Chile al 31 de diciembre de 2012 a \$245 millones, el que excluye la planta que se está trasladando a Geismar, Luisiana. El cargo por deterioro de activos antes de impuestos fue asignado de la siguiente manera:

PARA EL AÑO TERMINADO DICIEMBRE 31	2012	2011
Cargo por deterioro de activo asignado a:		
Propiedad, planta y equipos		
Propiedad, planta, instalaciones y maquinaria	\$ 200,753	\$ —
Propiedades de Petróleo y Gas	22,724	—
Otros activos		
Propiedades de Petróleo y Gas	73,499	—
Cargo por deterioro de activo	\$ 296,976	\$ —

7. Participación en el joint venture Atlas:

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

ESTADOS CONSOLIDADOS DE LA POSICION FINANCIERA AL	DIC 31 2012	DIC 31 2011
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 18,225	\$ 9,266
Otros activos circulantes	70,017	92,259
Propiedad, planta y equipo	275,855	281,263
Otros activos	11,671	9,429
Cuentas por pagar y provisiones	35,834	32,990
Deuda de largo plazo, incluyendo vencimientos corrientes (nota 9)	49,659	64,397
Lease financiero y otras obligaciones a largo plazo	45,805	49,305
Impuestos diferidos	19,790	20,814

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS PARA LOS AÑOS TERMINADOS 31 DE DICIEMBRE	2012	2011
Ventas	\$ 166,440	\$ 224,902
Gastos		
Resultado antes de impuestos	(166,386)	(199,303)
Impuestos	54	25,599
Resultado neto	(85)	(4,853)
Utilidad (pérdida) neta	\$ (31)	\$ 20,746

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO PARA LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2012	2011
Flujos de efectivo proveniente de actividades operacionales	\$ 60,795	\$ 36,062
Flujos (egresos) de efectivo proveniente de actividades financieras	(24,905)	(19,641)
Flujos (egresos) de efectivo proveniente de actividades de inversión	(26,931)	(17,831)

8. Otros activos:

AL	DIC 31 2012	DIC 31 2011
Propiedades Petróleo y gas (a)	\$ 11,209	\$ 50,946
Efectivo con restricciones (b)	44,753	39,839
GeoPark financiamiento (c)	—	10,872
Derechos de comercialización y producción, neto de amortización acumulada (d)	3,667	7,634
Planes definidos de beneficios de pensión (nota 22)	1,516	—
Otros	12,579	16,640
	\$ 73,724	\$ 125,931

a) Propiedades Petróleo y gas:

Los costos de exploración incurridos en propiedades de petróleo y de gas natural con reservas no probadas se capitalizan en otros activos. A partir del reconocimiento de las reservas probadas estos costos son transferidos al rubro propiedad, planta y equipo. Durante el año, la Compañía incurrió en \$30,0 millones (2011 - \$17,5 millones) en gastos de exploración y evaluación y \$3,8 millones en adiciones sin movimiento de efectivo, compensado por amortizaciones. Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía registró un cargo por deterioro de activos en relación con el valor libro de sus operaciones en Chile, que incluye propiedades de petróleo y gas (nota 6).

b) Efectivo con restricciones:

Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2012 la Compañía contribuyó \$4,9 millones (2011 - \$1,7 millones girados) en relación a las obligaciones con garantías limitadas.

c) GeoPark, financiamiento:

En los últimos años, la Compañía proporcionó a GeoPark Chile Limitada (Geopark) \$57 millones (de los cuales \$49,8 millones se han repagado al 31 de diciembre de 2012) 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 2012, el saldo pendiente es de \$8,0 millones (2011 - \$18.1 millones), de los cuales el total (2011 - \$7.2 millones), que representa la porción corriente, se ha registrado en cuentas por cobrar.

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

Para el año que terminó el 31 de diciembre de 2012, la amortización de derechos de comercialización y producción incluida en depreciación y amortización fue de \$4,0 millones (2011 - \$4,0).

9. Obligaciones a largo plazo:

AL	DIC 31 2012	DIC 31 2011
Documentos no garantizados:		
(i) 3.25% vence 15 de diciembre de 2019 (retorno efectivo 3,40%)	\$ 343,828	\$ -
(ii) 5.25% vence 1 de marzo de 2022 (retorno efectivo 5,30%)	246,326	-
(iii) 6.00% vence 15 de agosto 2015 (retorno efectivo 6.10%)	149,344	149,119
(iv) 8.75% vence 15 de agosto 2012 (retorno efectivo 8.88%)	-	199,643
	739,498	348,762
Atlas crédito con recurso limitado (participación proporcional 63,1%):		
(i) 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.	27,915	41,730
(ii) 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.	14,927	14,869
(iii) Préstamos subordinados con una tasa de interés base LIBOR más margen que fluctúa entre 2,25% a 2,75% por año. El capital será pagado en 20 cuotas semestrales a partir de Diciembre de 2010.	6,817	7,798
	49,659	64,397
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.	438,631	470,208
Otras deudas con garantías limitadas	17,437	19,888
Total deuda largo-plazo¹	1,245,225	903,255
Menos vencimientos circulantes	(53,334)	(251,107)
	\$ 1,191,891	\$ 652,148

¹ La deuda total se presenta neta de los honorarios financieros diferidos de \$22.2 millones al 31 de diciembre de 2012 (2011 - \$15,3 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 periodo hasta el 31 de marzo de 2015 (nota 20).

Las otras deudas con garantías limitadas incluye una deuda con garantías limitada con un plazo remanente de aproximadamente siete años con intereses pagaderos a tasa LIBOR más 0.75% y otra deuda con garantías limitadas con un plazo remanente de aproximadamente cuatro años y medio con intereses pagaderos a tasa LIBOR más 2,8%. Esta dos obligaciones financieras se pagan en cuotas iguales trimestralmente, incluyendo capital e intereses.

Para el año terminado al 31 de diciembre 2012 el abono sin movimiento de efectivo, sobre una base de interés efectivo, de estos costos financieros diferidos fue de \$3.2 millones (2011 - \$3.0 millones).

Los pagos mínimos de capital para la deuda a largo plazo en su conjunto y para cada uno de los cinco años siguientes son como sigue:

2013	\$ 53,246
2014	61,914
2015	200,092
2016	52,743
2017	47,822
Posterior	851,610
	\$ 1,267,427

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

Durante 2012 la Compañía suscribió una línea de crédito sin garantías por \$400 millones con un sindicato de bancos de instituciones financieras altamente clasificadas que vence en diciembre 2016. Esta deuda contiene disposiciones del convenio y por defecto, además de las de los documentos sin garantías como se ha descrito anteriormente. Las disposiciones más importantes de los contratos y de incumplimiento de estos créditos 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 con 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 incluyen un compromiso de terminar al 31 de marzo 2013 ciertas inscripciones de títulos de propiedad e hipotecas relacionadas que requieren acciones por parte de entidades del gobierno egipcio y que la Compañía no espera completar al 31 de marzo de 2013. La Compañía está buscando una exención de parte de los prestamistas. La Compañía no cree que la conclusión de estos elementos es importante con respecto a la seguridad que ofrece a los prestamistas. La Compañía no puede garantizar que será capaz de obtener una exención de los prestamistas.

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 2012, la administración cree que la Compañía cumple con todos los pactos y las disposiciones de incumplimiento relacionados con las obligaciones a largo plazo.

10. Lease financiero:

AL		DIC 31 2012	DIC 31 2011
Obligaciones leasing financieros	\$	55,979	\$ 62,692
Menos vencimientos a corto plazo		(7,367)	(6,713)
	\$	48,612	\$ 55,979

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía tiene una obligación de leasing financiero relacionada con las instalaciones de producción de oxígeno en Trinidad, cuyo plazo de vencimiento es el 2015 y 2024. Las obligaciones vencen como sigue hasta la extinción de los contratos de arrendamiento:

	Pagos del Lease	Componente Interés	Obligaciones Lease Financiero
2013	\$ 11,690	\$ 4,332	\$ 7,358
2014	11,790	3,733	8,057
2015	10,335	3,091	7,244
2016	7,209	2,640	4,569
2017	7,196	2,239	4,957
Posteriormente	29,811	6,017	23,794
	\$ 78,031	\$ 22,052	\$ 55,979

11. Otras obligaciones a largo plazo:

AL		DIC 31 2012		DIC 31 2011
Obligaciones por retiro de activos (a)	\$	22,596	\$	25,889
Pagos de gas diferido (b)		70,844		51,079
Obligaciones por compensaciones basadas acciones (nota 15)		62,570		42,157
Valor justo de swap tasa de interés de Egipto (nota 20)		32,707		41,536
Planes de pensiones de beneficios definidos (nota 22)		31,642		35,542
		220,359		196,203
Menos vencimientos a corto plazo		(26,536)		(18,031)
	\$	193,823	\$	178,172

a) Costos por retiros de activos:

La Compañía ha constituido provisiones en relación con el desmantelamiento y la recuperación de sus sitios de producción de metanol y de las propiedades de petróleo y gas. Debido a las incertidumbres en la estimación de la cantidad y oportunidad de los gastos relacionados con los sitios, los resultados reales podrían diferir de los montos estimados. Al 31 de diciembre de 2012, el monto total de flujos de efectivo estimados no descontados necesarios para cancelar los pasivos fue de \$27,6 millones (2011 - \$ 33,4 millones). El movimiento de la provisión durante el año se explica de la siguiente manera:

		2012		2011
SalDOS al 1 de enero	\$	25,889	\$	23,951
Provisiones nuevas o revisadas		(1,884)		1,454
Montos cargados a las provisiones		(1,917)		(66)
Gasto acreción		508		550
SalDOS al 31 de diciembre	\$	22,596	\$	25,889

b) Pagos por gas diferido:

La Compañía tiene un pasivo a largo plazo de \$82.8 millones (2011 – \$51.1 millones) en relación con los pagos diferidos de gas natural que se abona en cuotas iguales en 2013, 2014 y 2015, de los cuales \$11,9 millones (2011 - cero), lo que representa la porción corriente, se ha registrado en cuentas por pagar del giro y otras cuentas por pagar y pasivos devengados. Al 31 de diciembre de 2012, el monto total no descontado de los flujos de efectivo estimados necesarios para cancelar la obligación fue \$ 86,5 millones (2011 - \$ 52.9 millones).

12. Gastos:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE	2012	2011
Costo de ventas	\$ 1,954,067	\$ 1,910,889
Ventas y distribución	342,122	319,026
Gastos administrativos	62,734	34,072
Total gastos por función	\$ 2,358,923	\$ 2,263,987
Costo de material prima y metanol comprado	\$ 1,601,871	\$ 1,622,764
Flete marítimo y otros de logística	300,936	280,313
Gastos del personal, incluye compensación basada en acciones	184,835	130,513
Otros gastos	99,646	73,730
Costo de ventas y gastos operacionales	\$ 2,187,288	\$ 2,107,320
Depreciación y amortización	171,635	156,667
Total gastos según su naturaleza	\$ 2,358,923	\$ 2,263,987

13. Costos financieros:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE	2012	2011
Costos financieros	\$ 72,897	\$ 69,897
Menos intereses capitalizados	(1,583)	(8,100)
	\$ 71,314	\$ 61,797

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

14. Utilidad neta (pérdida) por acción ordinaria:

La utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria se calcula teniendo en cuenta la dilución potencial que podría ocurrir si las opciones en circulación y, en determinadas circunstancias, los derechos de apreciación de acciones tándem (TSARs) fueron ejercidos o convertidos en acciones ordinarias. Durante el año terminado el diciembre 31 de 2012, la Compañía incurrió en una pérdida neta atribuible a los accionistas de Methanex y por lo tanto el impacto de la dilución potencial de las opciones sobre acciones y los TSARs es anti-dilutivo.

Los TSARs pendientes pueden liquidarse en efectivo o acciones ordinarias, según la opción del titular. Para efectos de calcular la utilidad neta diluida por acción ordinaria, el más dilutivo del método de liquidación en efectivo o en acciones se utiliza, independientemente de cómo el plan se contabiliza. En consecuencia, los TSARs que se contabilizan por el método de liquidar en efectivo requerirán un ajuste en el numerador y el denominador, si el método de liquidación en acciones se determina que tiene un efecto de dilución sobre la utilidad neta diluida por acción ordinaria. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2011, la Compañía registró una recuperación de compensación basados en acciones relacionadas con TSARs. Por lo tanto, para este período, el método de liquidación en acciones se ha determinado que es el más dilutivo para efectos del cálculo de la utilidad neta diluidos por acción ordinaria.

Una conciliación entre la utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas de Methanex utilizado para el cálculo de la utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria es el siguiente:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE	2012	2011
Numerador para utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria	\$ (68,105)	\$ 201,326
Ajuste para efectos de TSARs:		
Recuperación liquidación en efectivo incluido en resultado neto	—	(2,416)
Gasto por liquidación en acciones	—	(4,327)
Numerador para utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria	\$ (68,105)	\$ 194,583

Las opciones sobre acciones y TSARs, si se calcula utilizando el método de liquidación en acciones, se consideran dilutivas, cuando el precio promedio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía durante el período descrito supera el precio de ejercicio de las opciones sobre acciones o TSAR. Una conciliación entre el número de acciones ordinarias que se utilizan para el cálculo de la utilidad (pérdida) neta básica y diluida por acción ordinaria es el siguiente:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE	2012	2011
Denominador para utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria	93,755,509	93,026,482
Efecto de opciones de acciones dilutivas	—	1,305,480
Efecto de TSARs dilutivos	—	28,994
Denominador para utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria ¹	93,755,509	94,360,956

¹ Debido a la pérdida neta atribuible a los accionistas de Methanex, cero opciones sobre acciones en circulación en el año terminado al 31 de diciembre de 2012 son de dilutivas y se han incluido en el promedio ponderado diluido de las acciones ordinarias (31 de diciembre de 2011 - 3.039.284). Ninguna TSARs pendientes para el año terminado el 31 de diciembre 2012 son dilutivas y se han incluido en el número promedio ponderado diluido de acciones ordinarias (31 de diciembre de 2011 - 724.905).

Para los años terminados el 31 de diciembre 2012 y 2011, la utilidad (pérdida) neta básica y diluida por acción ordinaria atribuible a los accionistas de Methanex fueron los siguientes:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE	2012	2011
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria	\$ (0.73)	\$ 2.16
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria	\$ (0.73)	\$ 2.06

15. Compensaciones basada en acciones:

La Sociedad proporciona compensación basada en acciones a sus directores y ciertos empleados a través del otorgamiento de opciones de acciones, derechos sobre la revalorización tándem (TSARs), derechos de revalorización de acciones (SARs) y unidades de acciones diferidas, restringidas o de rendimiento.

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía tenía 1.330.958 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.

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

Todos los SARs y los TSARs otorgados tienen un plazo máximo de siete años con un tercio que se devenga cada año a partir de la fecha de concesión. Las unidades de SARs y TSARs vigentes al 31 de Diciembre 2012 son los siguientes:

	SARS			TSARS	
	NUMERO DE UNIDADES	PRECIO EJERCICIO USD	NUMERO DE UNIDADES	PRECIO EJERCICIO USD	EXERCISE PRICE USD
Vigentes al 31 de Diciembre 2010	388,965	25.22		735,505	25.19
Otorgadas	274,210	28.69		498,190	28.78
Ejercidas	(14,030)	25.22		(7,800)	25.22
Anuladas	(25,598)	25.87		(6,160)	27.14
Vigentes al 31 de Diciembre 2011	623,547	\$ 26.72		1,219,735	\$ 26.65
Otorgadas	353,890	31.64		652,000	31.69
Ejercidas	(55,331)	26.07		(15,800)	25.93
Anuladas	(24,581)	29.10		(40,400)	27.61
Vigentes al 31 de Diciembre 2012	897,525	\$ 28.63		1,815,535	\$ 28.45

La información relativa a los SARs y TSARs pendientes al 31 de diciembre de 2012 es el siguiente:

UNIDADES VIGENTES AL 31 DE DICIEMBRE 2012					UNIDADES EJERCIBLES AL 31 DE DICIEMBRE 2012	
Rango de Precios al Ejercer	PROMEDIO PONDERADO VIDA CONTRACTUAL RESTANTE	CANTIDAD DE OPCIONES VIGENTES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO EJERCICIO	CANTIDAD DE OPCIONES EJERCIBLES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO EJERCICIO	WEIGHTED AVERAGE EXERCISE PRICE
SARs						
\$25.22 to \$31.74	5.2	897,525	\$ 28.63		263,759	\$ 26.20
TSARs						
\$23.36 to \$31.88	5.2	1,815,535	\$ 28.45		616,880	\$ 26.12

El valor justo de cada SARs y TSARs se estimó al **al 31 de Diciembre 2012** utilizando el modelo de determinación de precios de opciones de Black-Scholes con los siguientes supuestos, promedio ponderados:

	2012	2011
Tasa de interés libre de riesgos	0.2%	0.3%
Rendimiento esperado de dividendos	2%	3%
Vida esperada de SARs y TSARs	2 YEARS	2 YEARS
Volatilidad esperada	34%	40%
Rechazos esperados	4%	4%
Promedio ponderado valor justo (US\$ por acción)	\$ 6.89	\$ 3.38

Los gastos de compensación para SARs y TSARs se miden inicialmente en base a su valor justo y se reconocen en el periodo de devengamiento. Los cambios en el valor justo de cada periodo se reconocen en los ingresos netos por la proporción del servicio que se ha prestado en cada fecha de presentación. El valor justo al 31 de diciembre 2012 fue de \$18,0 millones en comparación con la obligación registrada de \$15.7 millones. La diferencia entre el valor justo y la obligación registrada de \$2.3 millones se reconocerá durante el periodo de devengamiento promedio ponderado de aproximadamente 1,7 años.

Para el 31 de diciembre de 2012, los gastos de compensación relacionados con SARs y TSARs incluidos en el costo de ventas y gastos de la operación fue un gasto de \$10,8 millones (2011 - recuperación de \$3.5 millones). Este incluye un gasto de \$3.1 millones (2011 - recuperación de \$10,4 millones) en relación con el efecto del cambio en el precio de las acciones de la Compañía.

b) Unidades de acciones diferidas, restringidas y rendimiento:

Las unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño vigentes al 31 de Diciembre de 2012, 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 2010	557,187	46,604	1,169,617
Otorgadas	25,516	17,100	281,470
Otorgadas a cambio de dividendos	15,208	1,566	28,887
Rescatadas	—	(16,682)	(343,931)
Anuladas	—	—	(32,994)
Vigentes al 31 de Diciembre 2011	597,911	48,588	1,103,049
Otorgadas	21,649	20,400	358,330
Otorgadas a cambio de dividendos	13,821	1,502	25,339
Rescatadas	(66,531)	(31,607)	(413,138)
Anuladas	—	—	(19,711)
Vigentes al 31 de Diciembre 2012	566,850	38,883	1,053,869

El gasto por compensación por las unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño se mide inicialmente al valor justo, basándose en el valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía, y se reconoce a lo largo de los años de servicio respectivos. Los cambios en el valor justo se reconocen en resultados por la proporción de los años de servicio transcurridos en cada fecha de reporte. El valor justo de las unidades de acciones diferidas, restringidas y de rendimiento al 31 de Diciembre de 2012 fue de \$52.5 millones, comparado con la obligación registrada de \$46.9 millones. La diferencia entre el valor justo y la obligación registrada de \$5.6 millones se reconocerá durante el periodo de servicio promedio ponderado que reste, de aproximadamente 1,8 años.

Para el año terminado al 31 de Diciembre de 2012, el gasto por compensación relacionado con unidades de acciones diferidas, restringidas y de desempeño incluido en el costo de ventas y gastos operacionales fue un gasto de \$24.4 millones (2011 recuperación - \$2.2 millones). Este incluye un gasto de \$12.4 millones (2011 recuperación - \$10.9 millones) relacionado con el efecto del cambio en el precio de las acciones de la Compañía.

c) Stock options:

El precio de ejercer cada opción de acción de incentivo es igual al precio de mercado cotizado de las acciones ordinarias de la Sociedad a la fecha del otorgamiento. Las opciones otorgadas con anterioridad al 2005 tienen un plazo máximo de 10 años, la mitad de las opciones se devengan un año después de la fecha del otorgamiento y con un devengo adicional de un cuarto de las opciones al año en los dos años posteriores. A partir de 2005, todas las opciones otorgadas tienen un plazo máximo de siete años, confirmandose 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 2012 y 2011 son las siguientes:

	OPCIONES DENOMINADAS EN CAD		OPCIONES DENOMINADAS EN USD	
	NUMERO DE OPCIONES ACCIONES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO DE EJERCICIO	NUMERO DE OPCIONES ACCIONES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO DE EJERCICIO
Vigentes al 31 diciembre 2010	2,250	\$ 9.56	4,574,257	\$ 18.95
Otorgadas	—	—	67,800	28.74
Ejercidas	(2,250)	9.56	(613,483)	18.53
Anuladas	—	—	(24,370)	17.16
Vigentes al 31 diciembre 2011	—	—	4,004,204	19.19
Otorgadas	—	—	84,000	31.73
Ejercidas	—	—	(1,062,215)	18.03
Anuladas	—	—	(43,042)	18.13
Vigentes al 31 diciembre 2012	—	\$ —	2,982,947	\$ 19.97

La información en relación con las opciones de acciones vigentes al 31 de diciembre, 2012 es la siguiente:

	OPCIONES VIGENTES AL 31 DE DICIEMBRE 2012			OPCIONES EJERCIBLES AL 31 DE DICIEMBRE 2012	
Rango de Precios al Ejercer	PROMEDIO PONDERADO VIDA CONTRACTUAL RESTANTE	CANTIDAD DE OPCIONES VIGENTES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO EJERCICIO	CANTIDAD DE OPCIONES EJERCIBLES	PROMEDIO PONDERADO PRECIO EJERCICIO
Opciones					
\$6.33 to \$11.56	3.0	968,180	\$ 6.52	968,180	\$ 6.52
\$20.76 to \$25.22	1.2	1,014,777	24.17	988,177	24.14
\$28.43 to \$31.73	2.5	999,990	28.73	873,890	28.44
	2.2	2,982,947	\$ 19.97	2,830,247	\$ 19.44

Para el año terminado en diciembre 31 de 2012, los gastos de compensación relacionados con opciones de acciones fue de \$ 0,7 millones (2011 - \$ 0.8 millones).

16. Información Segmentada:

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

Durante los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, las ventas atribuidas a regiones geográficas, basándose en la ubicación de los clientes, son las siguientes:

VENTAS	ESTADOS UNIDOS	CANADA	EUROPA	CHINA	KOREA	OTROS ASIA	LATIN AMERICA	TOTAL
2012	\$ 562,510	\$ 180,283	\$ 772,338	\$ 408,557	\$ 285,963	\$ 188,702	\$ 274,601	\$ 2,672,954
2011	\$ 631,822	\$ 175,928	\$ 678,968	\$ 431,137	\$ 267,058	\$ 154,899	\$ 268,225	\$ 2,608,037

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el valor libro neto de propiedad, planta y equipo y activos de petróleo y gas por país es como sigue:

	UNITED STATES ¹	CHILE	TRINIDAD	EGYPT	NEW ZEALAND	CANADA	OTHER	TOTAL
2012								
Propiedad, planta y equipo	\$ 144,059	\$ 235,925	\$ 469,611	\$ 899,060	\$ 172,458	\$ 57,900	\$ 35,735	\$ 2,014,748
Oil & gas, propiedades	–	3,019	–	–	8,19	–	–	11,209
	\$ 144,06	\$ 238,94	\$ 469,61	\$ 899,06	\$ 180,65	\$ 57,90	\$ 35,74	\$ 2,025,957
2011								
Propiedad, planta y equipo	\$ 1,33	\$ 598,38	\$ 496,06	\$ 939,22	\$ 103,89	\$ 53,33	\$ 40,83	\$ 2,233,023
Oil & gas, propiedades	–	42,772	–	–	8,174	–	–	50,946
	\$ 1,33	\$ 641,15	\$ 496,06	\$ 939,22	\$ 112,06	\$ 53,33	\$ 40,83	\$ 2,283,969

¹ Estados Unidos incluye \$69 millones relacionados con la instalación que se está trasladando de Chile a Geismar, Luisiana

17. Impuesto a la renta y otros impuestos:

a) Impuesto a la renta cargado a resultados:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE	2012	2011
Gasto por impuesto corriente:		
Period corriente	\$ 29,339	\$ 35,000
Impacto del cargo por deterioro de activos y gastos y cargos de reubicación del proyecto de Luisiana	1,349	–
Ajustes años anteriores	(386)	1,241
	30,302	36,241
Gasto por impuesto diferido (recuperación):		
Origen y reversos de diferencias temporarias	12,060	17,058
Impacto del cargo por deterioro de activos y gastos y cargos de reubicación del proyecto de Luisiana	(128,917)	–
Ajustes años anteriores	1,782	(274)
Otros	1,055	2,895
	(114,020)	19,679
Total gasto impuesto a la renta recuperación)	\$ (83,718)	\$ 55,920

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

En otros ingresos integrales para el año terminado en diciembre 31, 2012 se incluye un gasto de impuesto diferido por \$3.3 millones (2011 – recuperación de \$12.8 millones) en relación con el cambio en el valor justo de los contratos swap de tasa de interés y planes definidos de beneficios de pensiones, donde los montos son deducibles para efectos de impuestos al momento de la liquidación.

c) Conciliación de la tasa de efectiva de impuesto:

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

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE	2012	2011
Utilidad (pérdida) antes de impuesto	\$ (118,293)	\$ 283,920
Agregar: cargo por deterioro de activos y gastos y cargos reubicación proyecto Luisiana	361,564	—
	243,271	283,920
Tasa de impuesto Canadiense	25.0%	26.5%
Impuesto a la renta calculado a la tasa de impuesto de Canadá	\$ 60,818	\$ 75,239
Aumento (disminución) en gasto por impuesto producto de:		
Impacto de ingresos y pérdidas sujetos a impuesto en jurisdicciones extranjeras	(755)	2,710
Impuesto en cargo por deterioro de activos y gastos y cargos reubicación proyecto Luisiana	(127,567)	—
Pérdidas tributarias no reconocidas previamente y diferencias temporarias	(22,686)	(29,536)
Ajustes a años anteriores	1,396	967
Otros	5,076	6,540
Total gasto (recuperación) por impuesto a la renta	\$ (83,718)	\$ 55,920

d) Impuesto diferido neto por impuesto a la renta:

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

AL	DIC 31 2012	DIC 31 2011
Obligaciones por impuestos diferidos:		
Propiedad, planta y equipo	\$ 213,096	\$ 270,483
Impuestos de repatriación	101,690	103,822
Otros	24,089	43,465
	338,875	417,770
Activo por impuestos diferidos:		
Pérdidas tributarias acumuladas non-capital	99,904	40,284
Propiedad, planta y equipo	125	11,295
Valor justo contratos swap de tasa de interés	7,385	10,384
Otros	39,883	53,475
	147,297	115,438
Pasivo por impuesto diferido neto	\$ 191,578	\$ 302,332

La Compañía reconoce los activos por impuestos diferidos en la medida que es probable que el beneficio de estos activos se hará realizarán. Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía contaba con pérdidas tributarias que no son de capitales y otras diferencias temporarias deducibles en Nueva Zelanda de \$65 millones que no han sido reconocidas. Estas pérdidas tributarias que no son de capital no tienen fecha de caducidad bajo la legislación vigente. En Canadá, la Compañía contaba con pérdidas tributarias que no son capitales de \$91 millones, y otras diferencias temporarias deducibles de \$141 millones que no han sido reconocidas. De los \$91 millones y otras diferencias pérdidas tributarias que no son de capital, \$1 millón expirará en 2014, \$67 millones vencen en 2015 y el resto vence en 2031. La Compañía tiene \$189 millones de diferencias temporarias deducibles en los Estados Unidos que no han sido reconocidas.

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

	2012	2011
Saldos, 1 de enero	\$ 302,332	\$ 295,431
Gasto (recuperación) por impuesto diferido incluido en utilidad (pérdida) neta	(114,020)	19,679
Gasto (recuperación) por impuesto diferido incluido en otros resultados integrales	3,266	(12,778)
Saldos, 31 de diciembre	\$ 191,578	\$ 302,332

e) Contingencia tributaria:

El Servicio de Impuesto Interno de Trinidad y Tobago emitió una liquidación en contra de nuestra empresa de propiedad conjunta 63,1%, Atlas Methanol Company Unlimited ("Atlas"), en relación con el ejercicio 2005 y 2006. Todos los ejercicios fiscales siguientes permanecerán abiertos para revisión. La liquidación se refiere a los acuerdos de fijación de precios de ciertos contratos de ventas a precio fijo de largo plazo los que se extienden hasta 2014 y 2019 relacionado con metanol producido por Atlas. El impacto de la cantidad en disputa para el ejercicio 2005 y 2006 es inmaterial. Atlas tiene una exención parcial del impuesto a la renta hasta el 2014.

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

18. 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 2012 y 2011 fueron las siguientes:

AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2012	2011
Aumento (disminución) capital de trabajo sin movimiento de efectivo:		
Cuentas por cobrar y otras	\$ (50,773)	\$ (58,403)
Inventarios	27,992	(51,358)
Gastos anticipados	(3,849)	2,412
Cuentas por pagar y provisiones, incluyendo obligaciones a largo-plazo	46,379	119,170
	19,749	11,821
Ajustes por partidas que no tienen movimiento de efectivo y cambios en el capital de trabajo relacionado con impuestos e intereses pagados	5,098	31,075
Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de efectivo con efecto de efectivo	\$ 24,847	\$ 42,896
Estos cambios dicen relación con las siguientes actividades::		
Operación	\$ 21,774	\$ 35,388
Inversión	3,073	7,508
Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de efectivo	\$ 24,847	\$ 42,896

19. 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	DIC 31 2012	DIC 31 2011
Liquidez:		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 745,610	\$ 350,711
Undrawn credit facility	400,000	200,000
Total liquidez	\$ 1,145,610	\$ 550,711
Capitalización:		
Documentos no garantizados	\$ 739,498	\$ 348,762
Créditos con garantías limitadas, incluyendo porción corto plazo	505,727	554,493
Total deuda	1,245,225	903,255
Interés minoritario	187,861	197,238
Patrimonio	1,289,876	1,404,725
Total capitalización	\$ 2,722,962	\$ 2,505,218
Total deuda a capitalización¹	46%	36%
Deuda neta a capitalización²	25%	26%

¹ Deuda total (incluye 100% deuda con garantía limitada de Egipto) dividida por capitalización total.

² Deuda total (incluye 100% deuda con garantía limitada de Egipto) 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 recompra de obligaciones de la corporación, la emisión de deuda para financiar proyectos, la emisión de acciones, 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.

Durante el año terminado al 31 de diciembre 2012, la Compañía suscribió una línea de crédito con un sindicato de bancos por un monto de \$400 millones que vence en diciembre 2016. La Nota 9 proporciona más detalles sobre los convenios financieros y otros.

20. Instrumentos financieros:

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

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

AL	DIC 31 2012	DIC 31 2011
Activos financieros:		
Activos financieros mantenidos para la venta:		
Instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja ¹	\$ -	\$ 300
Préstamos y cuentas por cobrar:		
Efectivo y efectivo equivalente	745,610	350,711
Cuentas por cobrar, excluye porción corriente del financiamiento de GeoPark	371,368	332,642
Provisión incobrable financiamiento proyecto, saldo incluido en otros activos	44,754	39,839
Financiamiento GeoPark, incluye porción corto plazo (nota 8)	8,028	18,072
Total activos financieros²	\$ 1,169,760	\$ 741,564
Pasivos financieros:		
Otros pasivos financieros:		
Cuentas por pagar y provisiones	\$ 338,921	\$ 306,455
Pagos diferidos de gas incluido en otros pasivos a largo -plazo	82,760	51,079
Deuda a largo plazo, incluye porción corriente	1,245,225	903,255
Pasivos financieros mantenidos para la venta:		
Instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja ¹	32,910	41,536
Total pasivos financieros	\$ 1,699,816	\$ 1,302,325

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

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

Al 31 de diciembre de 2012, todos los instrumentos financieros de la Compañía se registran en el Estado Consolidado de Situación Financiera a su costo amortizado, con la excepción de los instrumentos financieros derivados, que se registran a su valor justo a menos que estén exentos.

La deuda con garantías limitadas de Egipto está sujeta a un interés tasa LIBOR más un delta. La Compañía ha firmado contratos swap de tasa de interés, que cubren los pagos de interés base LIBOR por una tasa promedio fija de 4,8% más un delta, sobre aproximadamente el 75% de la deuda con garantías limitadas de Egipto para el periodo hasta el 31 de marzo 2015. La Compañía ha designado a estos swaps de tasas de interés como cobertura de flujo de efectivo. Estos swaps de tasas de interés tienen un monto nocional de \$342 millones al 31 de diciembre de 2012. Los valores nominales disminuyen durante el periodo de amortización previsto. Al 31 de diciembre de 2012, estos contratos swap de tasas de interés tenían un valor justo negativo de \$32.7 millones (2010 - \$41.5 millones) registrado en otros pasivos a largo plazo. El valor justo de estos contratos swap de tasa de interés fluctuará hasta su vencimiento.

La Compañía también designa como cobertura de flujo de caja contratos forward de moneda para vender euros a una tasa fija de cambio del dólar. Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía tenía contratos forward de moneda designados como coberturas de flujo de caja para vender un monto nocional de 5,8 millones de euros a cambio de dólares de los EE.UU. y estos contratos en euros tiene un valor justo negativo de \$0.2 millones (2011 – valor justo positivo de \$0.3 millones) registrados en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar. Los cambios en el valor justo de instrumentos financieros derivados designados como coberturas de flujos de caja han sido registrados en otros ingresos integrales.

La siguiente tabla muestra las salidas de efectivo relacionadas con instrumentos derivados de cobertura sobre la base de las fechas contractuales de pago usando la tasa LIBOR al 31 de diciembre de 2012. Las cantidades reflejan el perfil de vencimiento del valor justo del pasivo en donde el instrumento se liquidará neto, y están sujetas a cambios basados en el LIBOR vigente en cada una de las fechas de liquidación en el futuro. Los swaps están tomados con entidades de inversión altamente clasificadas y por lo tanto la exposición al riesgo a la fecha de liquidación es considerada insignificante.

AL	DIC 31 2012	DIC 31 2011
Dentro de un año	\$ 14,490	\$ 14,178
1 a 2 años	13,348	13,178
2 a 3 años	6,042	12,451
3 a 4 años	-	5,036
4 a 5 años	-	-
	\$ 33,880	\$ 44,843

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

La Compañía está expuesta a pérdidas relacionadas con créditos, en caso de incumplimiento por parte de las entidades de contrapartida de los instrumentos financieros derivados, pero no espera que ninguna de las contrapartes no cumpla con sus obligaciones. La Compañía se relaciona solo con entidades contrapartes de alta calificación, normalmente las principales instituciones financieras. La Compañía está expuesta al riesgo de crédito cuando hay un valor justo positivo de los instrumentos financieros derivados en una fecha de reporte. La cantidad máxima que estaría en riesgo si las contrapartes de los instrumentos financieros derivados con valores justos positivos fracasaran por completo en el cumplimiento del contrato fue de \$0,0 millones el 31 de diciembre 2012 (31 de diciembre de 2011 – \$0.5 millones).

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

AL	DIC 31 2012		DIC 31 2011	
	CARRYING VALUE	FAIR VALUE	CARRYING VALUE	FAIR VALUE
Deuda a largo-plazo	\$ 1,245,225	\$ 1,302,237	\$ 903,255	\$ 913,311

No existe un mercado comercializador para las obligaciones con garantías limitadas, el valor justo ha sido estimado con referencia a los precios actuales de mercado para los títulos de deuda con condiciones y características similares. El valor justo de las notas sin garantías fue calculado en función a un número limitado de transacciones pequeñas al final de 2012 y 2011. El valor justo de los pagarés no garantizados de la Compañía fluctuará hasta su vencimiento.

21. 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 Nueva Zelanda, Trinidad, Egipto y Chile. 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. La Compañía ha entrado también en contratos forward de suministro de gas natural a corto plazo a precios fijos para sus operaciones de Medicine Hat.

Riesgo de la tasa de interés

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

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

AL		DIC 31 2012	DIC 31 2011
Deuda con tasa de interés fija:			
Documentos no garantizados	\$	739,498	\$ 348,762
Atlas, deuda con garantías limitadas (63.1% participación proporcional)		42,842	56,599
	\$	782,340	\$ 405,361
Deuda con tasa de interés variable			
Atlas, deuda con garantías limitadas (63.1% participación proporcional)	\$	6,817	\$ 7,798
Egipto, líneas de crédito con garantías limitadas		438,631	470,208
Otras líneas de crédito con garantías limitadas		17,437	19,888
	\$	462,885	\$ 497,894

Para las deudas a tasa de interés fija, un cambio del 1% en la tasa de interés resultaría en un cambio en el valor justo de la deuda (vea nota 20) de \$48.9 millones al 31 de diciembre 2012 (2011 – \$7.8 millones). El valor justo de la deuda a tasa de interés variable fluctúa principalmente con los cambios en los diferenciales de crédito.

Para las deudas con tasa de interés variable sin cobertura, un cambio del 1% en la tasa LIBOR resultaría en un cambio en el pago de interés anual, \$1.2 millones al 31 de diciembre 2012 (2011 – \$1.3 millones).

Para las deudas de tasa de interés variable protegida por hedge con un canje de interés variable para la tasa fija (nota 9), un cambio del 1% en las tasas de interés a lo largo de la curva de rendimiento se traduciría en un cambio en el valor justo de los swaps de tasas de interés de aproximadamente \$7.1 millones al 31 de diciembre de 2012 (2011 - \$11.3 millones). Estos swaps de tasas de interés son designados como coberturas de flujo de efectivo, lo que resulta en que la parte efectiva de cambios en su valor justo es registrada en otros resultados integrales.

Riesgo de tasa de cambio moneda extranjera

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

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

El metanol es 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 2012, la Compañía registra un activo de capital de trabajo neto de \$94.6 millones (2011 – \$78.4 millones) en monedas diferentes al dólar de USA. Cada 10% de aumento (disminución) del valor del dólar de USA en contra de esas monedas disminuirá (aumentará) el valor del capital de trabajo neto y flujo de efectivo antes de impuesto en \$9.5 millones, (2011 – \$7.8 millones).

b) Riesgo de Liquidez:

El riesgo de liquidez es el riesgo que la Compañía pudiera no tener fondos suficientes para cumplir con sus obligaciones, tales como liquidación de deuda financiera y obligaciones por leasing financiero y pagos a los proveedores. La Compañía mantiene liquidez y hace ajustes en consideración a cambios en las condiciones económicas, riesgos subyacentes inherentes a sus operaciones y requerimientos de capital para mantener y aumentar las operaciones. Al 31 de diciembre 2012, la

Compañía mantiene \$745,6 millones de efectivo y efectivo equivalente. Adicionalmente, la Compañía tiene una línea de crédito no girada de \$400 millones que vence en mayo de 2016, proporcionada por instituciones financieras altamente clasificadas.

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

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

AL 31 DE DICIEMBRE 2011	VALOR LIBRO	FLUJO DE CAJA CONTRACTUAL	1 AÑO O MENOS	1 - 3 AÑOS	3 - 5 AÑOS	MAS DE 5 AÑOS
Cuentas por pagar y otros ¹	\$ 328,627	\$ 328,627	\$ 328,627	\$ -	\$ -	\$ -
Pagos de gas diferido incluido en otros pasivos a largo-plazo	82,760	86,485	11,916	74,569	-	-
Deuda largo-plazo ²	1,245,225	1,559,862	98,869	341,301	166,145	953,547
Egipto swap de tasa de interés	32,707	33,880	14,490	19,390	-	-
	\$ 1,689,319	\$ 2,008,854	\$ 453,902	\$ 435,260	\$ 166,145	\$ 953,547

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 2012.

c) Credit risks:

Counterparty credit risk is the risk that the financial benefits of contracts with a specific counterparty will be lost if a counterparty defaults on its obligations under the contract. This includes any cash amounts owed to the Company by those counterparties, less any amounts owed to the counterparty by the Company where a legal right of offset exists and also includes the fair values of contracts with individual counterparties that are recorded in the financial statements.

Riego de crédito

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 2012 las cuentas por cobrar en forma sustancial están clasificadas como corriente.

Efectivo y equivalente de efectivo

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

Instrumentos financieros derivados

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

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

22. Planes de retiro:

a) Planes de pensiones de beneficios definidos:

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

AL		DIC 31 2012	DIC 31 2011
Obligaciones devengadas de beneficios:			
Saldo, comienzo del año	\$	78,558	\$ 70,072
Costo corriente de servicio		2,994	2,551
Costo de intereses sobre obligaciones acumuladas de beneficios		3,618	3,665
Pagos de beneficios		(4,375)	(5,522)
Liquidaciones		(7,673)	–
Pérdidas actuariales		2,865	11,049
Pérdida (ganancia) por diferencia de cambio		3,510	(3,257)
Saldo, fin de año		79,497	78,558
Valor justo de activos del plan:			
Saldo, comienzo del año		43,276	45,378
Retornos anuales de activos del plan		2,215	2,333
Aportes		13,981	4,349
Pagos de beneficios		(4,375)	(5,522)
Liquidaciones		(7,673)	–
Utilidad (pérdida) actuariales		963	(2,577)
Ganancia (pérdida) por diferencia de cambio		984	(685)
Saldo, fin de año		49,371	43,276
Posición no financiada		30,126	35,282
Requerimiento mínimo de financiamiento		–	260
Obligaciones devengadas de beneficios, netos	\$	30,126	\$ 35,542

La Compañía tiene obligaciones de beneficios de retiro no financiado de \$30,9 millones al 31 de Diciembre de 2012 (2011 – \$33.3 millones) para sus empleados en Chile que será financiado al momento de la jubilación de acuerdo a la ley chilena. El beneficio devengado para los acuerdos de retiro no financiados en Chile se paga cuando los empleados se retiran de la Compañía de acuerdo con condiciones planificadas y con las leyes Chilenas. La Compañía tiene activos financiados para fondos de retiros de \$1.5 millones al 31 de diciembre 2012 (2011 – activo financiado \$1.6 millones) para los empleados de Canadá y activos financiados para fondos de retiros de \$0,7 millones al 31 de diciembre 2012 (2011 – \$0.6 millones) para los empleados en Europa. La Compañía estima que efectuará contribuciones adicionales relacionadas con sus planes de pensiones definadas por un total de \$5.1 millones en 2013.

Los planes de beneficios definidos de la Compañía cargados a los Estados Consolidados de Resultados para los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 son como sigue:

PARA LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE		2012	2011
Gasto plan de pensiones de beneficios netos definidos:			
Costo corriente de servicio	\$	2,994	\$ 2,551
Costo de intereses beneficio devengado		3,618	3,665
Retornos esperado de activos del plan		(2,215)	(2,333)
Costo de liquidación		624	–
	\$	5,021	\$ 3,883

Las pérdidas actuariales del año, reconocidas en los Estados Consolidados de Resultados Integrales de la Compañía para los años terminados el 31 de diciembre 2012 y 2011, son los siguientes:

PARA LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2012	2011
Pérdidas actuarial	\$ 1,278	\$ 13,626
Requerimiento mínimo de fondos	(260)	(986)
Pérdidas actuarial año actual	\$ 1,018	\$ 12,640

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

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

PARA LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE	2012	2011
Obligación de beneficios al 31 de diciembre:		
Promedio ponderado de tasa de descuento	4.5%	4.6%
Tasa de aumento de compensación	3.9%	3.9%
Gasto neto para el año que terminó el 31 de Diciembre:		
Promedio ponderado de tasa de descuento	5.2%	5.9%
Tasa de aumento de compensación	4.6%	4.8%
Tasa esperada de retorno sobre activos por plan	6.5%	6.7%
Expected rate of return on plan assets		

La tasa esperada de retorno sobre los activos del plan se determina considerando los rendimientos esperados disponibles en los activos subyacentes a la actual política de inversiones. La diferencia entre el rendimiento real y el rendimiento esperado es una ganancia o pérdida actuarial y se registra en los Estados Consolidados de Resultados Integrales para el año. Para el año terminado el 31 de diciembre 2012, el retorno real de los activos del plan de la Compañía fue una ganancia de \$3.2 millones (2011 - pérdida de \$0,3 millones).

La asignación de activos para los activos definidos de planes de beneficios al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

AS AT	DIC 31 2012	DIC 31 2011
Equity securities	44%	46%
Debt securities	26%	28%
Cash and other short-term securities	30%	26%
Total	100%	100%

b) Planes de pensiones de aportes definidos:

La Compañía tiene planes de pensiones de aportes definidos. Las obligaciones de financiamiento de la Sociedad bajo los planes de pensiones de aportes definidos se limitan a pagos regulares al plan, basándose en un porcentaje de la remuneración del empleado. El gasto neto total en pensiones para los planes de pensión de aporte definido cargados a operaciones durante el año terminado al 31 de diciembre de 2012 fue de \$4,6 millones (2011 - \$4,2 millones).

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

La Compañía 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 2035. El compromiso mínimo estimado bajo estos contratos, excepto por lo indicado a continuación, es el siguiente:

AL 31 DE DICIEMBRE 2012

2013	2014	2015	2016	2017	POSTERIOR
\$	\$	\$	\$	\$	
	204,275	161,511	165,592	100,275	1,019,796

La Compañía está en el proceso de reubicación de una de sus plantas de metanol ociosas de Chile a Geismar, Luisiana. Se prevé que esta planta tendrá una capacidad de producción de aproximadamente 1,0 millones de toneladas, y comenzará a operar a finales de 2014. Con posterioridad al 31 de diciembre de 2012, la Compañía firmó un acuerdo de gas natural de diez años para el suministro de todos los requerimientos de gas natural de la planta. Las entregas contractuales y obligaciones bajo el contrato comenzarán en la primera fecha de las operaciones comerciales. También con posterioridad al 31 de diciembre de 2012, la Compañía firmó un acuerdo de suministro de gas natural para apoyar el reinicio de su planta de 0,5 millones de toneladas por año en Waitara Valley, Nueva Zelanda. No se ha incluido ningún monto en relación con estos contratos en el cuadro anterior.

b) Chile y Argentina contratos de suministro de gas natural:

La Sociedad tiene contratos de suministro de gas natural con proveedores Argentinos de fuentes Argentinas para una porción significativa de la capacidad de las plantas en Chile, con fechas de término entre 2017 y 2025. Desde Junio 2007, el abastecimiento de gas natural de Argentina ha sido totalmente cortado para las plantas en Chile. Bajo las circunstancias actuales la Compañía no espera recibir gas natural desde Argentina. Estas obligaciones de compra potenciales han sido excluidas de la tabla anterior.

Además, la Compañía tiene contratos de suministro con la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) para una parte de la capacidad de sus instalaciones en Chile. En los últimos años, las entregas de ENAP han ido disminuyendo y ENAP ha entregado mucho menos que la cantidad total de gas natural que estaría obligado a entregar en virtud de estos contratos. Estas obligaciones de compra potenciales han sido excluidas de la tabla anterior.

c) Compromisos por leasing operacionales:

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

AL 31 DE DICIEMBRE 2012

2013	2014	2015	2016	2017	POSTERIOR
\$	\$	\$	\$	\$	
	96,622	73,579	68,798	65,492	281,126

Para el año terminado al 31 de diciembre de 2012, la Compañía ha reconocido como gasto \$141.1 millones (2011 - \$142.3 millones) en relación a los pagos de arrendamiento operativo, incluidos los pagos por tiempo de fletamento de buques.

d) Metanol comprado:

La Compañía tiene los derechos de comercialización para el 100% de la producción de nuestras plantas de propiedad conjunta (la planta de Atlas en Trinidad en el que tenemos una participación de 63.1% y la nueva planta en Egipto en el que tenemos una participación del 60%) que se traduce en compromisos de compra adicionales de 1,2 millones de toneladas por año de suministro de metanol toma libre cuando estas plantas operan a plena capacidad. Al 31 de Diciembre 2012 la Compañía se ha comprometido a comprar metanol bajo contratos toma libre por 0,5 millones de toneladas para el año 2013 y 2.6 millones de toneladas, posteriormente. El precio en virtud de estos compromisos de compra tiene referencia a los precios en el momento de la compra o venta, y, en consecuencia, no se han incluido en el cuadro anterior.

24. Partes relacionadas:

La Compañía tiene intereses en empresas filiales y negocios conjuntos significativos, como sigue:

NOMBRE	PAIS DE INCORPORACION	ACTIVIDADES PRINCIPALES	INTERES %	
			DIC 31 2012	DIC 31 2011
Subsidiarias significativa:				
Methanex Asia Pacific Limited	Hong Kong	Marketing & distribution	100%	100%
Methanex Europe NV	Belgium	Marketing & distribution	100%	100%
Methanex Methanol Company, LLC	United States	Marketing & distribution	100%	100%
Egyptian Methanex Methanol Company S.A.E.	Egypt	Production	60%	60%
Methanex Chile S.A.	Chile	Production	100%	100%
Methanex New Zealand Limited	New Zealand	Production	100%	100%
Methanex Trinidad (Titan) Unlimited	Trinidad	Production	100%	100%
Methanex U.S.A. LLC	United States	Production	100%	—
Waterfront Shipping Company Limited	Cayman Islands	Shipping	100%	100%
Joint ventures significativo:				
Atlas Methanol Company Unlimited ¹	Trinidad	Production	63.1%	63.1%

¹ Información financiera resumida de la participación del grupo en Atlas se detalla en nota 7.

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

PARA EL AÑO TERMINADO 31 DE DICIEMBRE	2012	2011
Beneficios empleados corto-plazo	\$ 11,223	\$ 10,808
Beneficios de post-retiro	746	715
Otros beneficios de empleados a largo-plazo	82	72
Gasto (recuperación) compensación basada en acciones	19,690	(3,328)
Total	\$ 31,741	\$ 8,267

Executive Leadership Team

John Floren
President and
Chief Executive Officer

Wendy Bach
Vice President, Human
Resources

Ian Cameron
Senior Vice President,
Finance
and Chief Financial Officer

Mike Herz
Senior Vice President,
Corporate Development

Vanessa James
Senior Vice President,
Global Marketing and
Logistics

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

Board of Directors

Thomas Hamilton
Chairman of the Board
Board member since May 2007

John Floren
President and CEO of Methanex Corporation
Board member since January 2013

Bruce Aitken
Member of the Public Policy and
Responsible Care Committees.
Board Member since July 2004

Howard Balloch
Chair of the Public Policy Committee.
Member of the Audit, Finance & Risk Committee.
Board member since December 2004

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

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

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

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

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

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

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

Corporate Information

Head Office

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

Toll Free

1 800 661 8851
Within North America

Website

www.methanex.com

Sales Inquiries

sales@methanex.com

Transfer Agent

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

Investor Relations Inquiries

Sandra Daycock
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 25, 2013 at 11:00 a.m. (Pacific Time).

Shares Listed

Toronto Stock Exchange – MX
NASDAQ Global Market – MEOH

Annual Information Form (AIF)

The corporation's AIF can be found online at www.methanex.com and www.sedar.com.

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

2012

