

COMUNICADO DE PRENSA



Methanex Corporation
1800 – 200 Burrard St.
Vancouver, BC Canada V6C 3M1
Investor Relations: (604) 661-2600
<http://www.methanex.com>

Para publicación inmediata

METHANEX INFORMA LOS RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE Y AUMENTA LOS DIVIDENDOS A UN 10%; LAS PLANTAS DE EGIPTO Y MEDICINE HAT ESTAN EN PRODUCCION

27 DE ABRIL 2011

Para el primer trimestre de 2011, Methanex informó un EBITDA Ajustado¹ de \$77.1 millones y una utilidad neta atribuible a los accionistas de Methanex de \$34.6 millones (\$0.37 por acción sobre base diluida). Esto se compara con un EBITDA Ajustado¹ de \$73.0 millones y una utilidad neta atribuible a los accionistas de Methanex de \$27.0 millones (\$0.29 por acción sobre base diluida) para el cuarto trimestre de 2010.

Methanex también anunció que su Directorio ha aprobado un aumento del dividendo trimestral a los accionistas del 10 por ciento, de US\$0.155 a US\$ 0,17 por acción. El aumento del dividendo se aplicará comenzando con el dividendo a pagar el 30 de junio de 2011, para los titulares de acciones ordinarias registrados el 16 de junio de 2011.

El Sr. Bruce Aitken, Presidente y CEO de Methanex comentó, "los precios del metanol continúan firmes en el primer trimestre y nosotros reportamos utilidades similares a las del último trimestre. Comenzando el segundo trimestre, la demanda de metanol sigue siendo fuerte y las condiciones de la industria siguen siendo relativamente equilibradas."

El Sr. Aitken agregó, "Estoy muy contento de informar que la planta de Egipto comenzó los despachos a principios de este mes y la planta de Medicine Hat registró su primera producción de metanol la semana pasada. Con el aumento de la producción y la generación de flujos de caja que estas plantas ofrecen y las perspectivas positivas para la industria del metanol, estamos complacidos en anunciar un incremento de nuestro dividendo normal. Este aumento representa la séptima vez que hemos aumentado nuestro dividendo desde que se implementó en 2002. "

El Sr. Aitken concluyó, "Tenemos un sólido balance general con US\$240 millones de efectivo en caja y con una línea de crédito no girada, creemos que estamos bien posicionados para seguir invirtiendo para hacer crecer a la Compañía."

Se ha programado una conferencia telefónica para el 28 de abril de 2011 a las 12.00 a.m. EST (9:00 a.m. PST) para revisar los resultados del primer trimestre. Para acceder a la conferencia telefónica, digite al operador de conferencia diez minutos antes del inicio de la llamada al (416) 695-7848, o gratis al (800) 952-4972. Durante tres semanas estará disponible una versión grabada de la conferencia en el (416) 695-5800, o gratis en el (800) 408-3053. El número clave de seguridad para la versión grabada es 3412372. Habrá una difusión simultánea de audio de la conferencia, a la que se puede tener acceso desde nuestro sitio Web en www.methanex.com. La versión web estará disponible en nuestro sitio web durante tres semanas después de la conferencia.

Methanex es una sociedad abierta domiciliada en Vancouver y es el mayor proveedor mundial de metanol para los principales mercados internacionales. Las acciones de Methanex están registradas para ser transadas en la Bolsa de Comercio de Toronto en Canadá bajo el símbolo "MX", en el NASDAQ Global Market en los Estados Unidos bajo el símbolo "MEOH" y en la Bolsa de Comercio de Santiago en Chile bajo el símbolo "Methanex". Se puede visitar Methanex en línea en www.methanex.com.

ADVERTENCIA SOBRE INFORMACION DE PROYECCIONES FUTURAS

Este comunicado de prensa del Primer Trimestre de 2011 contiene declaraciones de proyecciones futuras respecto de nosotros y de la industria química. Refiérase a la Advertencia sobre Información de Proyecciones Futuras en la Discusión y Análisis de la Administración del Primer Trimestre de 2011 adjunto, para mayor información.

¹ El EBITDA Ajustado es una medición no NIIF (IFRS) que no tiene un significado estandarizado prescrito por International Financial Reporting Standards (IFRS), y por lo tanto, es improbable que pueda ser comparable con mediciones similares presentadas por otras compañías. Refiérase a Información Complementaria – Mediciones Suplementarias no IFRS, incluidos en la Discusión y Análisis de la Administración del Primer Trimestre de 2011 que se adjunta, para la descripción de cada medición suplementaria no IFRS y la conciliación con la medición IFRS mas comparable.

–fin–

Para mayor información contactar:

Jason Chesko
Director de Relaciones con Inversionistas
Tel: 604.661.2600

1



Reporte Interino Para los tres meses terminados 31 de Marzo 2011

Al 27 de abril 2011 la Compañía tenía 92,840,385 acciones ordinarias emitidas y vigentes y opciones de acciones a ser ejercidas por 3,862,436 acciones ordinarias adicionales

Información de Acciones

Las acciones ordinarias de Methanex Corporation están registradas para ser transadas en la Bolsa de Comercio de Toronto bajo el símbolo MX, en Nasdaq Global Market bajo el símbolo MEOH y en el mercado de valores de Santiago en Chile bajo el símbolo comercial de Methanex.

Agentes de Traspasos & Registros

CIBC Mellon Trust Company
320 Bay Street
Toronto, Ontario, Canada M5H 4A6
Toll free in North America:
1-800-387-0825

Información Inversionistas

Se puede tener acceso a todos los informes financieros, noticias de prensa e información corporativa en nuestro sitio Web www.methanex.com.

Contacto de Información

Methanex Investor Relations
1800 – 200 Burrard Street
Vancouver, BC Canada V6C 3M1

E-mail: invest@methanex.com
Methanex Toll-Free:
1-800-661-8851

DISCUSION Y ANALISIS DE LA ADMINISTRACIÓN DEL PRIMER TRIMESTRE

Excepto cuando se indique lo contrario, todos los montos de moneda se expresan en dólares de los Estados Unidos.

Las Discusiones y Análisis de la Administración del Primer Trimestre de 2011 (“MD&A”), de fecha 27 de abril 2011, de Methanex Corporation (“la Compañía”) deben ser leídos en conjunto con los estados financieros interinos consolidados resumidos para el período terminado al 31 de marzo de 2011, que están preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) 34, Estados Financieros Interinos, según lo publicado por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), así como también con los Estados Financieros Consolidados Anuales del año 2010 y la Discusión y Análisis de la Administración que se incluye en la Memoria Anual de Methanex 2010. La Memoria Anual de Methanex de 2010 y la información adicional relacionada con Methanex están disponibles en SEDAR en www.sedar.com y en EDGAR at www.sec.gov.

Para una discusión sobre la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) de la Sociedad, consulte la página 10 del presente MD&A.

	Tres Meses Terminados		
	Mar 31 2011	Dic 31 2010 ⁵	Mar 31 2010 ⁵
(\$ millones, excepto cuando se indique lo contrario)			
Producción (miles de toneladas)	801	913	967
Volumen de ventas (miles de toneladas):			
Metanol producido	848	831	924
Metanol comprado	835	806	604
Ventas a base de comisiones ¹	172	151	150
Total volumen de ventas	1.855	1.788	1.678
Methanex, precio de referencia promedio antes de descuentos (\$ por ton) ²	436	407	352
Precio promedio realizado (\$ per ton) ³	367	348	305
EBITDA Ajustado ⁴	77,1	73,0	80,9
Flujo de caja de actividades operacionales	124,5	12,8	69,0
Flujo de caja de actividades operacionales antes de cambios en capital de trabajo n	80,0	94,2	91,2
Resultado operacional	47,4	41,3	45,8
Utilidad neta atribuible a accionistas de Methanex	34,6	27,0	27,0
Utilidad neta básica por acción ordinaria atribuible a accionistas de Methanex	0,37	0,29	0,29
Utilidad neta diluida por acción ordinaria atribuible a accionistas de Methanex	0,37	0,29	0,29
Información de acciones ordinarias (millones de acciones):			
Promedio ponderado de acciones ordinarias	92,7	92,3	92,1
Promedio ponderado diluido de acciones ordinarias	94,3	94,0	93,4
Número de acciones ordinarias en circulación, final del período	92,7	92,6	92,2

- 1 Las ventas sobre base de comisiones representan volumen comercializado sobre base comprometida. Este ingreso se incluye en resultados cuando se devenga.
 - 2 El precio de referencia promedio antes de descuentos de Methanex representa nuestro precio promedio de referencia publicado antes de descuentos en Norteamérica, Europa y Asia Pacífico ponderado por el volumen de ventas. La información de precios actual e histórica está disponible en nuestro sitio Web www.methanex.com.
 - 3 El precio promedio realizado se calcula como ventas neta de comisiones devengadas, dividido por el volumen total de ventas de metanol producido y comprado.
 - 4 Estos ítems son mediciones no IFRS que no tienen un significado estandarizado de acuerdo a International Financial Reporting Standards (IFRS) y por lo tanto, es poco probable que se puedan comparar con mediciones similares presentadas por otras empresas. Refiérase a la Información Complementaria – Mediciones no IFRS Complementarias para una descripción de cada medición no IFRS y una conciliación con la medición IFRS más similar.
 - 5 Estos montos han sido re-expresados de acuerdo con las NIIF (IFRS) y no han sido divulgados previamente.
-

RESUMEN DE PRODUCCION

(miles de toneladas)	T1 2011 Capacidad ¹	T1 2011 Producción	T4 2010 Producción	T1 2010 Producción
Chile I, II, III and IV	950	183	208	304
Atlas (Trinidad) (63.1% interés)	288	263	266	238
Titan (Trinidad)	225	121	233	217
Nueva Zelanda ²	213	203	206	208
Egipto (60% interés) ³	190	31	-	-
Medicine Hat ³	118	-	-	-
	1,984	801	913	967

¹ La capacidad de producción de nuestras plantas podría ser superior a la capacidad nominal original, ya que a través del tiempo, estas cifras se han ajustado para reflejar eficiencias operativas permanentes en estas instalaciones.

² La capacidad de producción de Nueva Zelanda representa sólo 0.85 millones de toneladas al año de la planta Motunui que reiniciamos a fines de 2008. La capacidad operativa práctica dependerá en parte en la composición de la materia prima del gas natural y puede ser diferente a la capacidad especificada en el cuadro anterior. También tenemos una capacidad adicional de producción potencial que se encuentra actualmente ociosa en Nueva Zelanda (consulte la sección de Nueva Zelanda en la página 3 para más información).

³ La nueva planta de metanol de Egipto comenzó su producción a mediados de marzo de 2011. En estos momentos estamos en la puesta en marcha de nuestra planta Medicine Hat, Alberta (consulte las secciones Egipto y Medicine Hat en la página 3 para mayor información).

Chile

Durante el primer trimestre de 2011, producimos 183.000 toneladas en Chile operando una planta a aproximadamente el 60% de su capacidad instalada. Seguimos operando nuestras plantas de metanol en Chile muy por debajo de la capacidad instalada. Esto se debe principalmente a reducciones del suministro de gas natural desde Argentina - refiérase a la Discusión y Análisis de la Administración incluido en nuestro Informe Anual 2010 para obtener más información.

Nuestra meta es aumentar progresivamente la producción en nuestras plantas en Chile con gas natural suministrado por los proveedores en Chile. Nosotros estamos buscando oportunidades de inversión con ENAP, Geopark Chile Limited (Geopark) y otros para ayudar a acelerar la exploración y desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Estamos trabajando con ENAP para el desarrollo de gas natural en el bloque Dorado Riquelme en el sur de Chile. Bajo este convenio, financiamos una participación del 50% en el bloque y al 31 de marzo 2011 hemos contribuido aproximadamente \$91 millones. Durante los últimos años, hemos también proporcionado a Geopark \$57 millones (de los cuales \$37 millones aproximadamente han sido pagados al 31 de marzo 2011) para apoyar y acelerar las actividades de exploración y desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Geopark ha aceptado abastecernos con todo el gas natural procedente del bloque Fell en el sur de Chile bajo un contrato de suministro exclusivo de diez años que comenzó en 2008. Durante el primer trimestre de 2011 aproximadamente el 55% de la producción total de nuestras plantas en Chile fue producida con gas natural de los bloques Fell y Dorado Riquelme.

Además, otras actividades de inversión también están apoyando el aceleramiento de la exploración y el desarrollo de gas natural en las zonas del sur de Chile. A fines de 2007, el gobierno de Chile completó el proceso de licitación internacional para asignar áreas de exploración de gas natural y petróleo que están cerca a nuestras plantas, e informó de la participación de varias compañías internacionales de petróleo y gas. Bajo las condiciones de estos acuerdos producto del proceso de licitación existen compromisos mínimos de inversión. Hasta la fecha, dos empresas que participaron en el proceso de licitación han comunicado que hay descubrimientos de gas. Nosotros estamos participando con un consorcio en dos bloques de exploración bajo esta ronda de licitación – en los bloques Tranquilo y Otway. El consorcio comprende Methanex, Wintershall, GeoPark, Pluspetrol e International Finance Corporation (IFC), miembro del World Bank Group. Nosotros tenemos una participación en el consorcio de aproximadamente un 15%. Al 31 de marzo de 2011, hemos contribuido aproximadamente \$3 millones por nuestra proporción de los costos de exploración asociados con estos bloques.

La menor producción en nuestras plantas en Chile durante el primer trimestre de 2011 en comparación con el cuarto trimestre de 2010 se debió a menores entregas de gas natural en nuestras plantas en el sur de Chile. Aunque se han realizado importantes inversiones en los últimos años para la exploración y el desarrollo de gas natural en el sur de Chile, los plazos para un aumento significativo en el suministro de gas a nuestras plantas son mucho más largos que lo originalmente previstos y las perspectivas a corto plazo para el suministro de gas en Chile sigue siendo un desafío. Al entrar en los meses de invierno del hemisferio sur, cuando la demanda de energía residencial está en su apogeo, hay una mayor presión sobre los fundamentos de la oferta y la demanda del gas natural a corto plazo en el sur de Chile y un mayor riesgo de que el suministro de gas a nuestra planta podría caer por debajo del nivel necesario para mantener la operación de una planta.

La tasa de operación futura de nuestras plantas en Chile depende principalmente de la demanda de gas natural para uso residencial, que es mayor en el invierno del hemisferio sur, las tasas de producción de los actuales campos de gas natural, y el nivel de las entregas de gas natural de la futura exploración y las actividades de desarrollo en el sur de Chile. No podemos ofrecer garantías con respecto a las tasas de producción de los actuales campos de gas natural o que, ENAP, GeoPark u otros tendrán éxito en la exploración y desarrollo de gas natural o que vamos a obtener una mayor cantidad de gas natural de proveedores en Chile en términos comercialmente aceptables. Como resultado, no podemos ofrecer garantías sobre los cambios en el nivel de suministro de gas natural o que seremos capaces de abastecernos de gas natural suficiente para operar de alguna manera nuestras plantas en Chile y que esto no tendrá un impacto negativo en nuestros resultados de operaciones y posición financiera.

Trinidad

Nuestra participación en las plantas de metanol de Trinidad representa aproximadamente 2,0 millones de toneladas anuales de producción a un costo competitivo. Durante el primer trimestre de 2011 estas plantas registraron una producción de 384,000 toneladas comparado con 499,000 toneladas en el cuarto trimestre de 2010. La producción en estas plantas fue inferior en 115.000 toneladas durante el primer trimestre de 2011 en comparación con el cuarto trimestre de 2010 como resultado principalmente de las actividades de mantención no planificadas llevadas a cabo en las instalaciones de Titán, que duró aproximadamente 35 días durante el primer trimestre de 2011.

Nueva Zelanda

Nuestras plantas de Nueva Zelanda proporcionan producción a un costo competitivo y están respaldadas por contratos de suministro de gas natural de corto plazo. Durante el primer trimestre de 2011, la producción fue de 203.000 toneladas, comparado con 206.000 toneladas durante el cuarto trimestre de 2010. Actualmente estamos operando una planta de 850.000 toneladas por año en nuestras instalaciones de Motunui en Nueva Zelanda y tenemos contratos de gas natural con una serie de proveedores de gas que nos permitirá seguir operando esta planta hasta el 2012. También tenemos 1,38 millones de toneladas por año de capacidad ociosa en Nueva Zelanda, incluyendo una segunda de 850.000 toneladas anuales de la planta de Motunui y de 530,000 toneladas anuales de nuestra planta cercana en Waitara Valle. Estas plantas tienen el potencial de aumentar la producción en Nueva Zelanda en función de la dinámica de la oferta y de la demanda de metanol y la disponibilidad de materia prima del gas natural a un precio económicamente razonable. Creemos que ha habido una mejora continua en las perspectivas de suministro de gas natural en Nueva Zelanda y nosotros estamos focalizados en lograr tener acceso a oferta adicional de gas natural para aumentar la producción en Nueva Zelanda. Seguimos buscando oportunidades para obtener gas natural a un precio económico con los proveedores en Nueva Zelanda para respaldar un reinicio de una segunda planta.

Egipto

La nueva planta de metanol de 1,26 millones de toneladas en Egipto registró su primera producción en enero de 2011. La puesta en marcha coincidió con las protestas generalizadas contra el gobierno y los disturbios civiles en Egipto. Para la seguridad y tranquilidad de nuestros empleados, tomamos la decisión de cerrar temporalmente la oficina de El Cairo y restringir las actividades de puesta en marcha de la planta de Damietta, Egipto. En la medida que las condiciones se estabilizaron, volvimos a abrir nuestra oficina en El Cairo y la planta de Damietta reanudó sus operaciones para continuar el proceso de la puesta en marcha y comisionamiento.

Desde mediados de marzo de 2011, la planta de metanol de Egipto ha funcionado bien, produciendo 51.000 toneladas (60% de participación - 31.000 toneladas) de metanol durante el primer trimestre de 2011 con despachos que comenzaron a principios de abril. Tenemos una participación del 60% en la planta y tenemos los derechos de comercialización para el 100% de la producción. Esta planta está respaldada por contratos de compra de gas natural por un plazo de 25 años en base a la modalidad "tome-o-pague, donde el precio del gas varía con los precios del metanol. Creemos que esta planta de metanol mejorará aún más nuestra estructura de costos y nuestra posición en el mercado y está bien situada para abastecer al mercado europeo.

Medicine Hat

En estos momentos estamos en la etapa de puesta en nuestra de nuestra planta de 470.000 toneladas por año Medicine Hat, Alberta y la planta registró su primera producción de metanol a finales de abril de 2011. Tenemos un programa para comprar gas natural en el mercado de gas de Alberta y hasta la fecha hemos contratado un volumen suficiente de gas natural para satisfacer aproximadamente el 80% de nuestras necesidades cuando funcione a su capacidad instalada para el período comprendido entre el inicio y hasta octubre de 2012.

ANALISIS DE RESULTADOS

Nuestras operaciones consisten en un solo segmento de operación - la producción y venta de metanol. Además del metanol que producimos en nuestras plantas, también compramos y re-vendemos metanol producido por otros y vendemos metanol sobre la base de comisión. Nosotros analizamos los resultados de todas las ventas de metanol en conjunto, excluyendo los volúmenes de ventas a base de comisiones. Los impulsores claves de los cambios en nuestro EBITDA Ajustado para las ventas de metanol son el precio promedio realizado, el volumen de ventas y costos base caja.

Para un análisis en mayor profundidad sobre las definiciones y cálculos utilizados en nuestro análisis de EBITDA Ajustado, referirse a la sección *Como Analizamos Nuestro Negocio*.

Para el primer trimestre de 2011, registramos un EBITDA Ajustado de \$77.1 millones y una utilidad neta atribuible a los accionistas de Methanex de \$34.6 millones (\$0.37 por acción en base diluida). Esto se compara con un EBITDA Ajustado de \$73.0 millones y una utilidad neta atribuible a los accionistas de Methanex de \$27.0 millones (\$0.29 por acción en base diluida) y un EBITDA Ajustado de \$80.9 millones y una utilidad neta atribuible a los accionistas de Methanex de \$27.0 millones (\$0.29 por acción en base diluida) para el cuarto trimestre de 2010.

EBITDA Ajustado

Los cambios en el EBITDA Ajustado resultaron de cambios en lo siguiente:

(\$ millones)	T1 2011 comparado con T4 2010		T1 2011 comparado con T1 2010	
Precio promedio realizado	\$	32	\$	105
Volumen de ventas		4		13
Total costos base caja		(32)		(122)
	\$	4	\$	(4)

Precio promedio realizado

(\$ por ton, excepto cuando se indique lo contrario)	Tres Meses Terminados		
	Mar 31 2011	Dic 31 2010	Mar 31 2010
Methanex precio de referencia promedio antes de descuento ¹	436	407	352
Methanex precio promedio realizado	367	348	305
Descuento promedio	16%	14%	13%

¹ El precio de referencia promedio antes de descuento de Methanex representa el promedio de nuestros precios de lista sin descuentos en América del Norte, Europa y Asia Pacífico ponderados por volumen de ventas. En www.methanex.com se encuentra información de precios históricos y vigentes.

Durante 2010, el crecimiento de la demanda del metanol fue alto con aumentos principalmente de la demanda impulsada tanto por los derivados tradicionales como energéticos en Asia (especialmente en China). Al entrar en el primer trimestre de 2011, la demanda continua siendo fuerte y la industria ha operado a tasas de utilización moderadamente más altas. Como resultado, las condiciones de mercado se han equilibrado y el entorno de precios ha sido relativamente estable (refiérase a la sección Fundamentos de la Oferta/Demanda en la página 8 para más información). Nuestro precio promedio de referencia sin descuentos para el primer trimestre de 2011 fue de \$436 por tonelada en comparación con \$407 por tonelada para el cuarto trimestre de 2010. Nuestro precio promedio realizado para el primer trimestre 2011 fue \$367 por tonelada, comparado con \$348 por tonelada en el cuarto trimestre 2010 y esto aumentó los ingresos por ventas en \$32 millones.

Volumen de ventas

El volumen total de ventas de metanol, excluyendo el volumen de ventas a comisiones en el primer trimestre de 2011 fue mayor comparado con el cuarto trimestre de 2010 y el primer trimestre de 2010 en 46,000 y 155.000 toneladas, respectivamente. El volumen de ventas de metanol más alto para el primer trimestre de 2011 comparado con el cuarto trimestre de 2010 y el primer trimestre de 2010 dio como resultado un mayor EBITDA de \$4 millones y \$13 millones, respectivamente.

Total costos base caja

El principal impulsor de los cambios en nuestros costos totales base caja son los cambios en el costo de metanol que producimos en nuestras plantas y los cambios en el costo de metanol comprado a terceros. La mayoría de nuestras plantas productivas están respaldadas por contratos de compras de gas natural, cuyas condiciones de precios incluyen un componente base y uno variable. El componente variable se ajusta en relación a los cambios en el precio del metanol por sobre precios predeterminados al momento de la producción. Nosotros complementamos nuestra producción con metanol producido por terceros a través de contratos de abastecimiento libre de metanol y en el mercado spot para satisfacer las necesidades de los clientes y apoyar a nuestros esfuerzos de marketing en los principales mercados mundiales. Hemos adoptado la política de inventario primero en entrar primero en salir y por lo general tardamos entre 30 y 60 días en vender el metanol que producimos o compramos. En consecuencia, los cambios en el EBITDA Ajustado producto de los cambios en los costos del gas natural y del metanol comprado dependerán de los cambios de precios en el metanol y la programación de los flujos de inventario.

El impacto en el EBITDA Ajustado producto de los cambios en nuestros costos base caja se explican a continuación:

(\$ millones)		T1 2011 comparado con T4 2010		T1 2011 comparado con T1 2010
Costos del metanol producido, principalmente gas natural	\$	(18)	\$	(37)
Proporción de las ventas de metanol comprado		(1)		(50)
Costos del metanol comprado a terceros		(21)		(27)
Compensación basada en acciones		8		3
Costos fijos no absorbidos		(3)		(5)
Otros, netos		3		(6)
Disminución en EBITDA Ajustado	\$	(32)	\$	(122)

Costos del metanol de producción propia, principalmente gas natural

Los costos del gas natural de las ventas de metanol de producción propia en el primer trimestre de 2011 fueron más altos que en los períodos comparables del 2010 principalmente debido a precios más altos del metanol.

Proporción de las ventas del metanol comprado

El costo del metanol comprado está directamente vinculado al precio de venta del metanol en el momento de la compra y el costo del metanol comprado es generalmente más alto que el costo del metanol producido. En consecuencia, un aumento en la proporción de las ventas del metanol comprado resulta en un aumento en nuestra estructura de costo global para un período determinado. La proporción de las ventas de metanol comprado en el primer trimestre de 2011 fue más alta que para todos los períodos comparables como se indica en el cuadro anterior.

Costos del metanol comprado a terceros

Los costos del metanol comprado a terceros fueron mayores para el primer trimestre de 2011 en comparación con todos los períodos señalados en el cuadro anterior, principalmente como resultado de los precios más altos del metanol y la programación de los flujos de inventarios.

Compensación basada en acciones

Nosotros otorgamos premios basados en acciones como un elemento de compensación. Los premios basados en acciones concedidos pueden incluir opciones sobre acciones, derechos sobre revalorización de acciones, derechos sobre revalorización de acciones tándem, unidades de acciones diferidas, unidades de acciones restringidas y unidades de acciones de rendimiento.

Para las opciones sobre acciones, el costo se mide sobre la base de una estimación del valor justo en la fecha de la concesión y este valor justo a la fecha de la subvención es reconocido como gasto de compensación durante el período de años de servicios relacionados. En consecuencia, los gastos de compensación basados en acciones asociados a las opciones sobre acciones no varían significativamente de un período a otro. A partir de 2010, nosotros otorgamos derechos sobre revalorización de acciones (SARs) y derechos sobre revalorización de acciones tándem (TSARs) para reemplazar las concesiones de opciones de acciones como resultado de nuestra iniciativa para reducir la dilución para los accionistas. Los SAR y TSARs son unidades que otorgan a su tenedor el derecho a recibir un pago en efectivo como consecuencia del ejercicio 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 SAR y TSARs se miden en función del valor justo estimado, que se determina mediante el modelo de precio de opciones de Black-Scholes.

Las unidades de acciones diferidas, restringidas y de rendimiento son premios equivalentes a acciones ordinarias nocionales que se pueden canjear por efectivo en el momento de su devengo en base al valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y no son dilutivas para los accionistas. Las unidades de acciones de rendimiento tienen una característica adicional en donde el número definitivo de unidades que se devengan será determinado por el retorno total para los accionistas de la Compañía en relación a un objetivo predeterminado durante el período del devengamiento. El número de unidades que en última instancia se devengará, estará en el rango del 50% al 120% del premio original. Para las unidades de acciones diferidas, restringidas y de desempeño, el valor justo se mide inicialmente en la fecha de la adjudicación y posteriormente son remedidas en base al valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía.

Para todos los premios basados en acciones, con la excepción de las opciones de acciones, el valor inicial y cualquier cambio posterior en el valor justo se reconoce en resultados durante el período de años de servicios relacionados para la proporción de los años de servicio prestados en cada fecha de presentación de informes. Por consiguiente, la compensación basada en acciones asociadas a estos premios basados en acciones puede variar considerablemente de un periodo a otro como consecuencia de los cambios en el precio de la acción.

Los gastos de compensación basada en acciones en el primer trimestre de 2011 ascendieron a \$10 millones en comparación con \$18 millones en el cuarto trimestre de 2010 y \$13 millones en el primer trimestre de 2010. Los gastos de compensación basados en acciones fueron menor en \$8 millones y \$3 millones, respectivamente, debido principalmente a un menor incremento en el precio de la acción en el primer trimestre de 2011 comparado con estos períodos.

Costos fijos no absorbidos

Los costos fijos no absorbidos en el primer trimestre de 2011 fueron superiores en \$3 millones en comparación con el cuarto trimestre de 2010 y superiores en \$5 millones, en comparación con el primer trimestre de 2010 como resultado principalmente de una menor producción en nuestra planta de Titán en Trinidad durante el primer trimestre de 2011 en comparación con estos períodos.

Otros, netos

Para el primer trimestre de 2011 en comparación con el cuarto trimestre de 2010, los costos de flete y otros costos de logística fueron menores en aproximadamente \$3 millones, como resultado principalmente de una mayor recuperación de los gastos de retorno.

Para el primer trimestre de 2011 comparado con el primer trimestre de 2010, otros costos fueron mayores en aproximadamente \$6 millones, como resultado principalmente de mayores costos de distribución en el mercado que se recuperan en gran medida de los ingresos y de la programación de costos de ventas, generales y administrativos.

Depreciación y Amortización

La depreciación y amortización ascendió a \$30 millones en el primer trimestre de 2011, comparado con \$32 millones en el cuarto trimestre de 2010 y \$35 millones en el primer trimestre de 2010.

Gastos Financieros

	Tres Meses Terminados		
	Mar 31 2011	Dic 31 2010	Mar 31 2010
(\$ millones)			
Gastos financieros antes de intereses capitalizados	\$ 16	\$ 17	\$ 17
Menos intereses capitalizados	(7)	(10)	(9)
Gastos financieros	\$ 9	\$ 7	\$ 8

Los intereses capitalizados corresponden a costos de intereses capitalizados durante la marcha blanca de la planta de metanol de 1,26 millones toneladas anuales en Egipto. La planta de metanol de Egipto comenzó la producción a mediados de marzo de 2011 y en consecuencia, nosotros registramos en resultados los costos por intereses relacionados con el proyecto de Egipto desde esta fecha.

Ingresos Financieros y Otros Gastos

(\$ millones)	Tres Meses Terminados		
	Mar 31 2011	Dic 31 2010	Mar 31 2010
Ingresos financieros y otros gastos	\$ 5	\$ 4	\$ 1

Los ingresos financieros y otros gastos en el primer trimestre de 2011 ascendieron a \$5 millones comparado con \$4 en el cuarto trimestre de 2010 y \$1 en el primer trimestre de 2010. El aumento en los ingresos financieros durante el primer trimestre de 2011 en comparación con el cuarto trimestre de 2010 y el primer trimestre de 2010 se debió principalmente al impacto de los cambios en los tipos de cambio.

Impuesto a la Renta

En el primer trimestre de 2011 registramos un gasto por impuesto de \$9.5 millones en comparación con \$11.2 millones en el cuarto trimestre de 2010 y \$12.8 millones en el primer trimestre de 2010. La tasa efectiva de impuestos para el primer trimestre de 2011 fue de aproximadamente 22% en comparación con aproximadamente el 29% para el cuarto trimestre de 2010 y aproximadamente 33% en el primer trimestre de 2010. La tasa de impuesto más baja en el primer trimestre de 2011 comparado con el cuarto trimestre de 2010 y el primer trimestre de 2010 se debió principalmente a una mayor proporción de nuestros ingresos obtenidos en las jurisdicciones con tasas de impuestos más bajas en el primer trimestre de 2011.

La tasa de impuesto en Chile y Trinidad, donde generamos una proporción importante de nuestras utilidades antes de impuesto es de 35%. Nuestra planta Atlas en Trinidad tiene una exención parcial de impuesto a la renta hasta el año 2014. En Chile la tasa de impuesto consiste en un impuesto de primera categoría que se paga en dos tramos, el primero cuando se genera la renta y el segundo tramo de impuesto cuando se distribuyen las utilidades desde Chile. El segundo tramo de impuesto se registra inicialmente como gasto de impuesto a la renta diferido y posteriormente se reclasifica a impuesto a la renta corriente cuando se distribuyen utilidades.

FUNDAMENTOS DE LA OFERTA/DEMANDA

Durante 2010, el crecimiento de la demanda de metanol fue fuerte, aumentando en un 13% hasta un total de 45 millones de toneladas, aproximadamente. El aumento de la demanda ha sido impulsado principalmente por los derivados tradicionales y derivados de energía en Asia (sobre todo en China). Más recientemente, hemos visto también mejoras en la demanda de derivados tradicionales en otras regiones como Europa y América del Norte.

Los derivados tradicionales representan alrededor de dos tercios de la demanda mundial del metanol y se correlacionan con la producción industrial.

Los derivados energéticos representan alrededor de un tercio de la demanda mundial de metanol y en los últimos años, los altos precios de la energía han impulsado el crecimiento de una fuerte demanda de metanol en aplicaciones de energía, como mezcla de gasolina y el DME, principalmente en China. La mezcla de metanol en la gasolina en China ha sido particularmente fuerte y creemos que el crecimiento futuro en esta aplicación es apoyada por los recientes cambios normativos en ese país. Por ejemplo, una M85 (o 85% de metanol) norma nacional que entró en vigencia el 01 de diciembre 2009, y esperamos una M15 (o el 15% de metanol) norma nacional, que sea liberada en el año 2011. Creemos que la demanda potencial por derivados de energía será más fuerte en un entorno de precios energía más altos.

Durante el primer trimestre de 2011, la demanda sigue siendo fuerte y la industria ha operado a tasas de utilización ligeramente superiores. Como resultado, las condiciones del mercado se han equilibrado y el entorno de precios ha sido relativamente estable. Nuestro precio promedio antes de descuentos para abril de 2011 es de \$420 por tonelada aproximadamente, comparado con un precio promedio de \$436 para el primer trimestre de 2011. Hemos anunciado recientemente nuestro precio de referencia sin descuento para mayo en \$426 por tonelada para América del Norte el que no se ha modificado desde abril.

Nuestra planta de 1.26 millones de toneladas por año en Egipto comenzó los despachos a principios de abril y nuestra planta de 470.000 toneladas en Medicine Hat registró su primera producción de metanol a finales de abril. Más allá de esto, hay muy poca capacidad productiva prevista que entre en funcionamiento fuera de China en los próximos años. Existe una planta de 0.85 millones de toneladas que se espera reinicie actividades en Beamont, Texas en 2012 y una planta de 0.7 millones de toneladas que se espera comience en 2013 marcha en Azerbaiyán.

Methanex Precios Regionales de Referencia Sin Descuentos ¹				
(US\$ por ton)	Abril 2011	Mar 2011	Feb 2011	Ene 2011
Estados Unidos	426	426	426	449
Europa ²	438	456	444	438
Asia	395	420	420	460

¹ Los descuentos de nuestros precios de referencia se ofrecen a clientes sobre la base de factores diversos.

² €325 para T1 2011 (T4 2010 - €277) convertido a dólares de los Estados Unidos.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

El flujo de efectivo proveniente de actividades operacionales antes de cambios en el capital de trabajo en el primer trimestre de 2011 fue de \$80 millones comparado con \$94 millones en el cuarto trimestre 2010, y \$91 millones en el primer trimestre de 2010.

Durante el primer trimestre de 2011, pagamos dividendos trimestrales de \$0.155 por acción o \$14 millones. Además, el Directorio ha aprobado un aumento del 10 por ciento para los dividendos trimestrales a los accionistas, de USD 0.155 a USD 0,17 por acción. El aumento de dividendo se aplicará comenzando con el dividendo a pagar el 30 de junio de 2011, para los titulares de acciones ordinarias registrados al 16 de junio 2011.

Durante el primer trimestre de 2011, aproximadamente US \$21 millones de costos fueron capitalizados en la planta en construcción de Egipto. Durante el primer trimestre de 2011, un pago del monto del capital de la deuda de \$16 millones fue pagado de los créditos con garantías limitadas de Egipto. Al 31 de marzo de 2011, la administración cree que la Compañía está en cumplimiento con todos los pactos y las provisiones de incumplimiento relacionado con las obligaciones de deuda a largo plazo.

Tenemos acuerdos para participar o apoyar la exploración y el desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Durante el primer trimestre de 2011, pagamos US \$6 millones para financiar la exploración y el desarrollo de gas natural en el bloque Dorado Riquelme. Durante el primer trimestre de 2011, GeoPark pagó \$5 millones por medio de las entregas de gas natural a nuestras plantas en el sur de Chile (consulte la sección Resumen de Producción en la página 2 para más información).

Nosotros operamos en una industria de productos básicos altamente competitiva y creemos que es apropiado mantener un balance general conservador y mantener flexibilidad financiera. Nuestro saldo de efectivo disponible al 31 de marzo de 2011 fue de \$240 millones. Nosotros tenemos un sólido balance general, no tenemos requerimientos de re-financiamiento en el corto plazo y una línea de crédito no-girada de \$200 millones proporcionada por entidades financieras altamente clasificadas, que vence a mediados del año 2012. Nosotros invertimos nuestra caja solo en instrumentos financieros altamente clasificados, con vencimientos de hasta tres meses o menos, para asegurar la preservación del capital y una liquidez apropiada. Nuestro programa de desembolsos para mantenciones de bienes de capital planificado para mantenciones mayores, rotaciones de plantas y cambios de catalizadores para las operaciones existentes, se estima actualmente que ascendería a \$75 millones, aproximadamente, para el período y hasta fines del 2012. Actualmente estamos en la etapa de marcha blanca de nuestra planta de metanol de 470.000 toneladas por año en Medicine Hat. El costo de capital estimado para reiniciar la planta es de aproximadamente \$45 millones, de los cuales \$32 millones fueron incurridos al 31 de marzo 2011 y el monto restante se incurrirá en el segundo trimestre de 2011.

Creemos que estamos bien posicionados para a cumplir con nuestras obligaciones financieras y seguir haciendo inversiones para hacer crecer la Compañía.

PERSPECTIVA A CORTO PLAZO

En el segundo trimestre de 2011, la demanda continúa siendo fuerte y esperamos que las condiciones del mercado se mantengan relativamente equilibradas.

Nosotros prevemos un aumento significativo de nuestra producción en el segundo trimestre de 2011. La nueva planta de metanol de 1,26 millones de toneladas en Egipto ha estado funcionando bien desde mediados de marzo y los despachos se iniciaron a principios de abril. En estos momentos estamos en la puesta en marcha de nuestra planta de 470.000 toneladas por año en Medicine Hat, Alberta, con la primera producción de metanol a finales de abril. Con la adición de estos dos centros de producción, estamos bien posicionados para incrementar nuestra capacidad de producción y los ingresos en este año.

El precio del metanol en última instancia dependerá de la fortaleza de la economía mundial, las tasas de producción de la industria, los precios mundiales de la energía, la tasa de reestructuración de la industria y la fortaleza de la demanda mundial. Nosotros creemos, que nuestra posición financiera y flexibilidad financiera, la sobresaliente red de suministro global y la posición de costos competitivos, proporcionarán una base sólida para que Methanex continúe siendo líder en la industria del metanol y siga invirtiendo para hacer crecer a la Compañía.

CONTROLES Y PROCEDIMIENTOS

Para los tres meses terminados al 31 de marzo de 2011, no se hicieron cambios en nuestro sistema de control interno sobre los reportes financieros que hayan afectado materialmente, o que sea razonablemente probable que afecten materialmente nuestro sistema de control interno sobre los informes financieros.

INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING STANDARDS, (IASB)

Transición de principios contables generalmente aceptados canadienses (GAAP de Canadá) a las NIIF (IFRS)

El trimestre que terminó el 31 de marzo 2011 con resultados financieros comparativos para el año 2010, es nuestro primer período interino informado bajo las NIIF. Todas las cifras comparativas han sido re-expresadas para estar de acuerdo con las NIIF, a menos que se indique lo contrario.

Nuestros estados financieros han sido preparados de conformidad con los PCGA de Canadá hasta el 31 de diciembre de 2010. Si bien las NIIF utilizan un marco conceptual similar a los PCGA de Canadá, existen diferencias significativas en el reconocimiento, medición y divulgación. En nuestro MD&A en el Informe Anual 2010, revelamos los impactos significativos producto de la transición a las NIIF. Las divulgaciones en nuestro MD&A en el Informe Anual de 2010 es consistente con los efectos descritos en los estados financieros consolidados interinos resumidos. Para obtener una descripción de las políticas contables más importantes que la Compañía ha adoptado de acuerdo a las NIIF, incluyendo las estimaciones y juicios que consideramos más importantes en la aplicación de esas políticas contables, por favor, refiérase a la nota 2 de los estados financieros consolidados interinos resumidos.

La adopción de las NIIF dio lugar a algunos cambios en los balances generales y estados de resultado consolidados de la Compañía, reportados anteriormente bajo los PCGA de Canadá. Para ayudar a los usuarios de los estados financieros a comprender mejor el impacto producto de la adopción de las NIIF en la Compañía, hemos proporcionado conciliaciones de los PCGA de Canadá a las NIIF para el total de los activos, pasivos y patrimonio, así como los ingresos netos y los resultados integrales para los informes de períodos comparativos. Por favor, referirse a la nota 18 de los estados financieros interinos consolidados resumidos para ver las conciliaciones entre las NIIF y los PCGA de Canadá.

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

La adopción de las NIIF exige la aplicación de la NIIF 1, Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera, que ofrece orientación para la entidad en la adopción inicial de las NIIF. La NIIF 1 le otorga a las entidades que adoptan las NIIF por primera vez una serie de exenciones opcionales y excepciones obligatorias, en ciertas áreas, con respecto al requisito general para la aplicación retroactiva plena de las NIIF. En nuestro MD&A en el Informe Anual 2010, nosotros revelamos las exenciones opcionales disponibles en la NIIF 1 que esperábamos elegir en la transición a las NIIF. Las elecciones según lo divulgado previamente son consistentes con las elecciones según lo divulgado en estados financieros interinos consolidados resumidos. Por favor, referirse a la nota 18 de los estados financieros interinos consolidados resumidos para una descripción detallada de las exenciones de la NIIF 1 que elegimos aplicar.

Convergencia a IFRS

Nuestro plan para convergir nuestros estados financieros consolidados a las NIIF en la fecha del cambio 1 de enero de 2011, con los resultados financieros comparativos incluyó una estructura de proyecto de gobierno formal que incluyó al Comité de Auditoría, Finanzas y de Riesgos, a la alta dirección, y un comité de dirección de las NIIF para supervisar el progreso y revisar y aprobar las recomendaciones. El plan de transición a las NIIF avanzó como estaba previsto y fue amplio y abordó temas como el impacto de las NIIF en las políticas contables y las decisiones de implementación, la infraestructura, las actividades comerciales, asuntos relacionados con la compensación y las actividades de control.

Cambios anticipados de IFRS

Consolidación y Contabilización de Joint Venture

El IASB está avanzando actualmente en proyectos relacionados con la consolidación y contabilidad de empresas conjuntas. El IASB está revisando la definición de "control", que es un criterio contable para la consolidación. Además, se esperan cambios futuros de las NIIF en la contabilidad de empresas conjuntas y estos cambios pueden eliminar la opción de la consolidación proporcional y permitir sólo el método del valor patrimonial proporcional para tales intereses. El impacto de aplicar la consolidación o valor patrimonial no origina ningún cambio en los ingresos netos o patrimonio neto, sino que daría lugar a un impacto significativo de presentación. El impacto que estos proyectos en última instancia, pueden tener sobre las conclusiones relacionadas con el tratamiento contable de nuestra participación en empresas conjuntas es actualmente desconocido. El IASB actualmente tiene previsto emitir una norma final en el año 2011.

Leasing

Como parte de su proyecto de conversión global, el International Accounting Standards Board (IASB) y el Financial Accounting Standards Board (FASB) de los EE.UU. emitieron en agosto de 2010 un Borrador Conjunto proponiendo que los arrendatarios tendrían que reconocer todos los contratos de arrendamiento en el estado de situación financiera. Nosotros tenemos una flota de buques oceánicos en virtud de acuerdos de fletamento por tiempo, con plazos de hasta 15 años. Las normas propuestas exigirían que estos acuerdos de fletes por tiempo se registren en el Estado Consolidado de Situación Financiera, resultando en un aumento sustancial de los activos y pasivos totales. El IASB y el FASB actualmente, esperan emitir una norma final en 2011.

INFORMACIÓN ADICIONAL –MEDICIONES NO-GAAPS COMPLEMENTARIAS

Además de proporcionar mediciones preparadas de acuerdo con International Financial Reporting Standards (IFRS), presentamos ciertas mediciones complementarias no IFRS. Estas son EBITDA Ajustado, resultado operacional y flujos de efectivo de actividades operacionales antes de cambios en el capital de trabajo sin movimientos de fondos y resultado neto diluido por acción ordinaria antes de partidas extraordinarias atribuibles a los accionistas de Methanex. Estas mediciones no tienen un significado estandarizado estipulado por IFRS y, por lo tanto, es improbable que sean comparables con mediciones similares presentadas por otras compañías. Creemos que estas mediciones son útiles para evaluar el desempeño de la operación y liquidez del negocio de la Compañía. 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

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

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

(\$ miles)	Tres Meses Terminados		
	Mar 31 2011	Dic 31 2010	Mar 31 2010
Flujo de efectivo de actividades operacionales	\$ 124.520	\$ 12.755	\$ 69.021
Más (menos):			
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de flujos	(44.486)	81.438	22.177
Otros pagos en efectivo, incluyendo compensaciones basac	5.334	163	3.162
Gastos por compensación basada en acciones	(10.080)	(18.158)	(13.396)
Otros ítems sin movimiento de efectivo	(31)	732	(542)
Impuestos pagados	6.669	159	1.770
Ingresos financieros y otros gastos	(4.859)	(4.088)	(1.260)
EBITDA ajustado	\$ 77.067	\$ 73.001	\$ 80.932

Flujo de Efectivo de Actividades Operacionales antes de Capital de Trabajo sin movimiento de fondos

El flujo de efectivo de actividades operacionales antes de cambios en el capital de trabajo sin movimiento de fondos es conciliado con mediciones conforme a IFRS en nuestros estados consolidados de flujo de efectivo.

INFORMACIÓN FINANCIERA TRIMESTRAL (NO AUDITADA)

El siguiente es un resumen de información financiera seleccionada para los ocho trimestres anteriores:

	Tres Meses Terminados			
	Mar 31 2011	Dic 31 2010 ¹	Sep 30 2010 ¹	Jun 30 2010 ¹
(\$ miles, excepto montos por acción)				
Ventas	\$ 619.007	\$ 570.337	\$ 480.997	\$ 448.543
Utilidad neta 2	34.610	27.009	28.662	14.804
Utilidad neta antes de ítemes inusuales 2	34.610	27.009	6.439	14.804
Utilidad neta básica por acción ordinaria ²	0,37	0,29	0,31	0,16
Utilidad neta básica por acción ordinaria antes de ítemes inusuales	0,37	0,29	0,07	0,16
Utilidad diluida por acción ordinaria 2	0,37	0,29	0,31	0,16
Utilidad diluida por acción ordinaria antes de ítemes inusuales 2	0,37	0,29	0,07	0,16

	Tres Meses Terminados			
	Mar 31 2010 ¹	Dic 31 2009 ³	Sep 30 2009 ³	Jun 30 2009 ³
(\$ miles, excepto montos por acción)				
Ventas	\$ 466.706	\$ 381.729	\$ 316.932	\$ 245.501
Utilidad (pérdida) neta 2	27.045	25.718	(831)	(5.743)
Utilidad (pérdida) neta antes de ítems inusuales 2	27.045	25.718	(831)	(5.743)
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria antes de ítems inu	0,29	0,28	(0,01)	(0,06)
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria antes de ítems inu	0,29	0,28	(0,01)	(0,06)
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria 2	0,29	0,28	(0,01)	(0,06)
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria antes de ítems inu	0,29	0,28	(0,01)	(0,06)

¹ Estos montos han sido re-expresados de acuerdo con IFRS y no han sido divulgados anteriormente.

² Atribuible a los accionistas de Methanex Corporation.

³ Estas cifras se presentan de conformidad con los PCGA de Canadá, y no han sido re-expresadas de acuerdo con las NIIF, debido a que la fecha de la transición de los PCGA de Canadá a las NIIF de la Sociedad fue 1 de enero 2010.

ADVERTENCIA SOBRE INFORMACION DE PROYECCIONES FUTURAS

Esta Discusión y Análisis de la Administración (“MD&A”) del Primer Trimestre 2011, así como los comentarios formulados durante la conferencia telefónica con inversionistas del Primer Trimestre de 2011, contienen declaraciones de proyecciones futuras respecto de nosotros y de la industria química. Las declaraciones que incluyen las palabras “cree,” “espera,” “puede,” “sería,” “debería,” “busca,” “intenta,” “planea,” “estima,” “anticipa,” o la versión negativa de tales palabras u otros términos comparables y afirmaciones similares de declaraciones de naturaleza futura o de proyecciones futuras identifican declaraciones de proyecciones futuras.

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

- demanda esperada para el metanol y sus derivados,
- nueva oferta de metanol esperada y el calendario para la puesta en marcha de la misma,
- fechas de cierres esperados (ya sea temporal o permanente) o re-inicio de oferta metanol existente (incluyendo nuestras propias plantas), incluyendo, sin limitación, la programación de cortes planificados para mantenimiento,
- precios esperados del metanol y energía,
- niveles previstos y el calendario de suministro de gas natural a nuestras plantas, incluyendo, sin limitaciones, los niveles de suministro de gas natural de las inversiones en exploración y el desarrollo de gas natural en Chile y Nueva Zelanda y la disponibilidad de gas natural a un precio económico en Chile, Nueva Zelanda y Canadá,
- capitales comprometidos por terceros hacia exploración futura de gas natural en Chile y Nueva Zelanda,
- gastos de capital esperado, incluyendo gastos de capital para apoyar la exploración y desarrollo de gas natural en Chile y Nueva Zelanda y el reinicio de nuestras plantas ociosas de metanol,
- tasas de producción prevista de nuestras plantas, incluyendo, sin limitaciones, nuestras instalaciones de Chile, la nueva planta de metanol en Egipto y la reanudación de nuestras plantas de Medicina Hat que se encuentra actualmente en la fase de puesta en marcha,
- costos de operación esperados, incluyendo la materia prima de gas natural y los costos de logística,
- tasas de impuesto esperadas o resoluciones de litigios fiscales,
- flujos de caja esperados y capacidad de generación de ingresos,
- fecha de término prevista, y costos para completar nuestro proyecto de reapertura del proyecto Medicine Hat,
- capacidad para cumplir con los convenios relacionados con nuestras obligaciones de deuda a largo plazo, incluyendo, sin limitaciones, las obligaciones con garantías limitadas de Egipto, que tienen condiciones asociadas con la finalización de la planta y las hipotecas relacionadas que requieren acciones por parte entidades 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 o expansiones de la capacidad de producción,
- fortaleza financiera y capacidad para hacer frente a compromisos financieros futuros,
- actividad económica mundial o regional esperada (incluyendo niveles de producción industrial),
- acciones esperadas de los gobiernos, los proveedores de gas, los tribunales, los tribunales u otras terceras partes, y
- impacto esperado en nuestros resultados operacionales en Egipto y en nuestra posición financiera como consecuencia de acciones del gobierno de Egipto y sus agentes.

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

- oferta, demanda y precio de metanol, derivados de metanol, gas natural, petróleo y petróleo sus derivados,
- éxito de la exploración de gas natural en Chile y Nueva Zelanda y nuestra capacidad de proveer suministro de gas natural, a un precio económicamente viable en Chile, Nueva Zelanda y Canadá,
- tasas de producción de nuestras plantas, incluyendo nuestras plantas, incluyendo sin limitaciones, nuestras plantas Chilenas, la nueva planta de metanol en Egipto y el reinicio de nuestra planta Medicine Hat que actualmente está en la etapa de marcha blanca,
- recepción de consentimientos o aprobaciones de terceros, incluyendo sin limitaciones, los registros gubernamentales de los títulos de propiedad e hipotecas relacionadas en Egipto, las aprobaciones gubernamentales relacionados con los derechos de exploración de gas natural, los derechos de compra de gas natural o el establecimiento de nuevas normas aplicables al combustible,
- costos de operación incluyendo materia prima de gas natural y costos de logística, costos de capital, tasas de impuesto, flujos de efectivo, tasa de cambio y tasas de interés,
- fecha de término y costo del proyecto de reapertura de Medicine Hat,
- capacidad para cumplir con los convenios relacionados con nuestras obligaciones de deuda a largo plazo, incluyendo, sin limitaciones, las obligaciones con garantías limitadas de Egipto, que tienen condiciones asociadas con la finalización de la planta y las hipotecas relacionadas que requieren acciones por parte entidades gubernamentales de Egipto,
- disponibilidad de facilidades de crédito comprometidas y otro financiamiento,
- actividad económica mundial y regional (incluyendo niveles de producción industrial),
- ausencia de desastres naturales importantes o pandemias mundiales,
- ausencia de cambios negativos importantes en las leyes o reglamentos, y
- cumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de los clientes, proveedores y otras terceras partes.

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

- 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, Nueva Zelanda y Canadá en términos comercialmente aceptables ,
- el calendario de puesta en marcha y el costo para completar nuestro proyecto del reinicio de Medicine Hat,
- la habilidad de llevar a cabo iniciativas y estrategias corporativas exitosamente,
- acciones de los competidores y proveedores,
- acciones de los gobiernos y las autoridades gubernamentales incluyendo la implementación de políticas y otras medidas que podrían tener un impacto en la oferta o demanda de metanol o sus derivados,
- cambios en las leyes o reglamentos,
- restricciones de importación o exportación, medidas antidumping, aumento de derechos aduaneros, impuestos y regalías de gobierno, y otras acciones por parte de los gobiernos que pueden afectar negativamente a nuestras operaciones,
- condiciones económicas mundiales, y
- otros riesgos descritos en nuestro reporte Discusión y Análisis de la Administración de 2010 y en esta Discusión y Análisis de la Administración del Primer Trimestre 2011.

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

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 de nuestros resultados ajustados antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortización (EBITDA Ajustado) (ver Mediciones Complementarias No IFRS en la página 11 para una conciliación de mediciones más comparable con IFRS), gastos financieros, intereses y otros ingresos e impuesto a la renta. Además del metanol que producimos en nuestras plantas ("metanol producido-Methanex"), también compramos y revendemos metanol producido por terceros ("metanol comprado") y vendemos metanol en base a comisiones. Nosotros analizamos los resultados de todas las ventas de metanol en conjunto. Los impulsores claves de los cambios en nuestro EBITDA Ajustado son el precio promedio realizado, los costos base caja y el volumen de ventas.

El precio, costo base caja y las variaciones de volumen incluido en nuestro análisis de EBITDA Ajustado se definen y calculan de la siguiente manera:

PRECIO El cambio en nuestro EBITDA Ajustado como resultado de cambios en el precio promedio realizado, se calcula como la diferencia de un período a otro del precio de venta del metanol, multiplicado por el volumen total de ventas de metanol del período actual, excluyendo volumen de ventas en base a comisiones, más la diferencia de ventas en base a comisiones de un periodo a otro.

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

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

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

Methanex Corporation
Estados de Resultados Consolidados *(no auditado)*
(miles de U.S. dólares, excepto número de acciones ordinarias y montos de acciones)

	Tres Meses Terminados	
	Mar 31 2011	Mar 31 2010
Ventas	\$ 619,007	\$ 466,706
Costo de ventas y gastos operacionales (nota 11)	541,940	385,774
Depreciación y amortización (nota 11)	29,700	35,085
Resultado operacional	47,367	45,847
Costos financieros (nota 12)	(9,193)	(8,052)
Ingresos financieros y otros gastos	4,859	1,260
Utilidad antes de impuesto	43,033	39,055
Impuesto a la renta:		
Corriente	(8,275)	(6,794)
Diferido	(1,224)	(6,041)
	(9,499)	(12,835)
Resultado neto	\$ 33,534	\$ 26,220
Atribuible a:		
Accionistas de Methanex Corporation	34,610	27,045
Interés minoritario	(1,076)	(825)
	\$ 33,534	\$ 26,220
Resultado del período atribuible a los accionistas de Methanex Corporation		
Resultado neto básico por acción ordinaria	\$ 0.37	\$ 0.29
Resultado neto diluido por acción ordinaria	\$ 0.37	\$ 0.29
Promedio ponderado de acciones ordinarias vigentes	92,683,755	92,128,325
Promedio ponderado diluido de acciones ordinarias vigentes	94,311,878	93,412,230

Vea las notas adjuntas a los estados financieros interinos consolidados resumidos

Methanex Corporation**Estados Consolidados de Resultados Integrales** *(no auditado)**(miles de dólares de U.S., excepto número de acciones ordinarias y número de acciones)*

	Mar 31 2011	Mar 31 2010
Resultado neto	\$ 33,534	\$ 26,220
Otros resultados integrales:		
Cambio en el valor justo de contratos forward de moneda, neto de impuesto	-	253
Cambio en valor justo de contratos swap de tasa de interés, neto de impuesto	195	(7,173)
Liquidación de contratos swap de tasa de interés reclasificado a gastos financieros	870	-
Liquidación de contratos swap de tasa de interés reclasificado a propiedad, planta y equipo	7,279	7,505
	8,344	585
Resultado integral	\$ 41,878	\$ 26,805
Atribuible a:		
Accionistas de Methanex Corporation	39,616	27,497
Interés minoritario	2,262	(692)
	\$ 41,878	\$ 26,805

Vea las notas adjuntas a los estados financieros interinos consolidados resumidos.

Methanex Corporation
Estado Consolidado de Posición Financiera *(no auditado)*
(miles de dólares)

	Mar 31 2011	Dic 31 2010	Enero 1 2010
ACTIVOS			
Activos circulantes:			
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 239,805	\$ 193,794	\$ 169,788
Cuentas por cobrar y otros (nota 3)	345,026	320,027	257,418
Inventarios (nota 4)	210,234	229,657	170,904
Gastos pagados por anticipado	27,867	26,877	23,893
	822,932	770,355	622,003
Otros activos:			
Propiedad, planta y equipo (nota 5)	2,272,843	2,258,576	2,226,673
Otros activos (nota 7)	108,589	113,263	134,905
	2,381,432	2,371,839	2,361,578
	\$ 3,204,364	\$ 3,142,194	\$ 2,983,581
PASIVOS Y PATRIMONIO			
Pasivos circulantes:			
Cuentas por pagar, otros y provisiones	\$ 305,640	\$ 259,039	\$ 238,699
Porción del corto plazo de obligaciones a largo plazo (nota 8)	50,413	49,965	29,330
Porción del corto plazo de leasing financiero (nota 9)	6,264	11,570	10,655
Porción del corto plazo de otros pasivos a largo plazo (nota 10)	14,804	9,677	4,304
	377,121	330,251	282,988
Pasivos a largo plazo:			
Deudas a largo-plazo (nota 8)	881,182	896,976	884,914
Leasing financiero (nota 9)	61,062	67,842	79,506
Otras obligaciones a largo plazo (nota 10)	132,170	140,570	97,509
Obligaciones impuesto diferido	296,655	295,431	290,390
	1,371,069	1,400,819	1,352,319
Patrimonio:			
Capital	442,305	440,092	427,792
Excedente aportado	25,123	25,393	26,981
Utilidades retenidas	835,559	815,320	776,139
Otras pérdidas integrales acumuladas	(21,087)	(26,093)	(19,910)
Total patrimonio de los accionistas	1,281,900	1,254,712	1,211,002
Interés minoritario	174,274	156,412	137,272
Total patrimonio	1,456,174	1,411,124	1,348,274
	\$ 3,204,364	\$ 3,142,194	\$ 2,983,581

Vea las notas adjuntas a los estados financieros interinos consolidados resumidos

Methanex Corporation
Estados Consolidados de Patrimonio *(no auditado)*
(miles de U.S. dólares, excepto número de acciones ordinarias)

	Número de Acciones Ordinarias	Capital Pagado	Excedente Aportado	Utilidades Retenidas	Otras pérdidas Integrales Acumuladas	Patrimonio Accionistas	Interés Minoritario	Total Patrimonio
Saldos 1 de Enero 2010	92,108,242	\$ 427,792	\$ 26,981	\$ 776,139	\$ (19,910)	\$ 1,211,002	\$ 137,272	\$ 1,348,274
Resultado neto	-	-	-	27,045	-	27,045	(825)	26,220
Otros ingresos integrales	-	-	-	-	452	452	133	585
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	575	-	-	575	-	575
Emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	60,340	679	-	-	-	679	-	679
Reclasificación de fecha de otorgamiento, valor justo al ejercicio	-	143	(143)	-	-	-	-	-
Dividendos pagados a los accionistas de Methanex Corporation	-	-	-	(14,285)	-	(14,285)	-	(14,285)
Contribuciones de Capital de accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	6,600	6,600
Saldos 31 de Marzo 2010	92,168,582	428,614	27,413	788,899	(19,458)	1,225,468	143,180	1,368,648
Resultado neto	-	-	-	70,475	-	70,475	(1,165)	69,310
Otras pérdidas integrales	-	-	-	(1,139)	(6,635)	(7,774)	(4,253)	(12,027)
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	900	-	-	900	-	900
Emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	463,440	8,558	-	-	-	8,558	-	8,558
Reclasificación de fecha de otorgamiento, valor justo al ejercicio	-	2,920	(2,920)	-	-	-	-	-
Dividendos pagados a los accionistas de Methanex Corporation	-	-	-	(42,915)	-	(42,915)	-	(42,915)
Dividendos pagados a los accionistas Minoritarios	-	-	-	-	-	-	(750)	(750)
Contribuciones de Capital de accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	19,400	19,400
Saldos 31 de Diciembre 2010	92,632,022	440,092	25,393	815,320	(26,093)	1,254,712	156,412	1,411,124
Resultado neto	-	-	-	34,610	-	34,610	(1,076)	33,534
Otros ingresos integrales	-	-	-	-	5,006	5,006	3,338	8,344
Compensation expense recorded para opciones de acciones	-	-	287	-	-	287	-	287
Emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	106,503	1,656	-	-	-	1,656	-	1,656
Reclasificación de fecha de otorgamiento, valor justo al ejercicio de opciones sobre acciones	-	557	(557)	-	-	-	-	-
Dividendos pagados a los accionistas de Methanex Corporation	-	-	-	(14,371)	-	(14,371)	-	(14,371)
Contribuciones de Capital de accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	15,600	15,600
Saldos 31 de Marzo 2011	92,738,525	\$ 442,305	\$ 25,123	\$ 835,559	\$ (21,087)	\$ 1,281,900	\$ 174,274	\$ 1,456,174

Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados interinos resumidos.

Methanex Corporation
Estados de Flujo de Efectivo Consolidado *(no auditado)*
(miles de dólares)

	Tres Meses Terminados	
	Mar 31 2011	Mar 31 2010
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERACIONALES		
Resultado neto	\$ 33,534	\$ 26,220
Agregar (deducir):		
Depreciación y amortización	29,700	35,085
Impuesto a la renta	9,499	12,835
Compensaciones basadas en acciones gastos	10,080	13,396
Costos financieros	9,193	8,052
Otros	31	542
Impuestos pagados	(6,669)	(1,770)
Otros pagos en efectivo, incluye compensaciones en acciones	(5,334)	(3,162)
Flujo de efectivo de actividades operacionales antes de lo anterior	80,034	91,198
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo (nota 15)	44,486	(22,177)
	124,520	69,021
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES FINANCIERAS		
Pagos de dividendos	(14,371)	(14,285)
Intereses pagados, incluyendo liquidación de swap de tasa de interés	(25,400)	(24,720)
Pagos de obligaciones con garantías limitadas	(16,199)	(313)
Contribuciones de capital interés minoritario	15,600	6,600
Fondos de obligaciones con garantías limitadas	-	31,600
Fondos de emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	1,656	679
Pago de leasing financiero incluyendo otras obligaciones a largo plazo	(1,331)	(2,911)
	(40,045)	(3,350)
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSION		
Propiedad, planta y equipo	(39,460)	(31,191)
Activos: Petróleo y Gas	(5,600)	(9,326)
GeoPark, financiamiento, neto de repagos	5,097	2,929
Cambios en capital de trabajo sin movimientos de fondos (nota 15)	1,499	(1,568)
	(38,464)	(39,156)
Aumento en efectivo y efectivo equivalente	46,011	26,515
Efectivo y efectivo equivalente, inicio del periodo	193,794	169,788
Efectivo y efectivo equivalente, término del periodo	\$ 239,805	\$ 196,303

Vea las notas adjuntas a los estados financieros interinos consolidados resumidos

Methanex Corporation

Notas a los Estados Financieros Interinos Consolidados Resumidos *(no auditados)*

Salvo que se indique lo contrario, las cifras están expresadas en miles de US dólares

1. Naturaleza de las Operaciones:

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

2. Políticas contables significativas:

a) Declaración de Cumplimiento:

Estos estados financieros interinos consolidados resumidos están preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Interina, según lo publicado por el International Accounting Standards Board (IASB). Estos son los primeros estados financieros interinos consolidados resumidos de la Compañía preparados conforme a Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) de la Compañía y la aplicación NIIF 1, Adopción por Primera Vez de las NIIF, ya que son parte del período cubierto por el primer estado financiero interino consolidado resumido conforme a NIIF de la Compañía correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre 2011. Los estados financieros interinos consolidados resumidos no incluyen toda la información necesaria para los estados financieros anuales completos y fueron aprobados y autorizados para ser emitidos por el Comité de Auditoría, Finanzas y Riesgos del Directorio el 27 de abril de 2011.

Los estados financieros interinos consolidados resumidos de la Compañía fueron preparados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Canadá (Canadian GAAP) hasta 31 de diciembre de 2010. Los PCGA de Canadá difieren de las NIIF en algunas áreas y, en consecuencia, las políticas contables significativas aplicadas en la preparación de estos estados financieros interinos consolidados resumidos se exponen a continuación y se han aplicado en forma consistente a todos los períodos presentados, excepto en los casos en que la NIIF 1 exige o permite una exención. Una explicación de cómo la transición desde los PCGA de Canadá a las NIIF ha afectado a los estados consolidados de resultados, resultado integral, la situación financiera y los flujos de efectivo de la Compañía informados se presenta en la nota 18. Esta nota incluye información sobre las disposiciones de la NIIF 1 y las exenciones que la Compañía eligió aplicar, las conciliaciones del patrimonio, resultado neto y resultado integral para los períodos comparativos y el patrimonio en la fecha de transición, 1 de enero de 2010.

2. Políticas contables significativas (continuación):

b) Bases de presentación y consolidación:

Estos estados financieros interinos consolidados resumidos incluyen los estados financieros de la Compañía, de las subsidiarias de su propiedad y de las subsidiarias en donde existe el control y la proporción de los estados financieros en entidades controladas en forma conjunta. Las subsidiarias propias son entidades en donde la Compañía tiene el control, directa o indirectamente, donde el control se define como el poder para definir las políticas financieras y operativas de una empresa para obtener beneficios de sus actividades. Para las entidades en donde no existe la propiedad total y la Compañía tiene una participación de control, el interés minoritario se incluye en los estados financieros interinos consolidados resumidos de la Compañía y representa el interés minoritario de los accionistas minoritarios en los activos netos de la entidad. La Compañía también consolida cualquier entidad con 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 interinos consolidados resumidos requiere de estimaciones, juicios y supuestos que afectan a los montos informados y revelados en los estados financieros y sus notas. Las áreas de estimación y juicios que la administración considera más importantes son propiedad, planta y equipo (nota 2 (g)), los costos de restauración de las instalaciones (nota 2 (j)), los instrumentos financieros (nota 2 (o)), y el impuesto a la renta (nota 2 (p)). Los resultados reales podrían diferir de estas estimaciones.

c) Moneda de reporte y conversión de moneda extranjera:

La moneda funcional es la moneda del entorno económico principal en el que opera la entidad. La mayor parte de los negocios de la Compañía se transan en dólares de Estados Unidos y, por lo tanto, estos estados financieros interinos consolidados resumidos han sido medidos y expresados en esa moneda. La Compañía convierte partidas monetarias expresadas en moneda extranjera a los tipos de cambio vigentes a las fechas del balance, las partidas no monetarias expresadas en moneda extranjera a tasas históricas y los ingresos y gastos a tipos de cambio promedios del año. Las utilidades y pérdidas cambiarias se incluyen en resultados.

d) Efectivo equivalentes:

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

e) Cuentas por cobrar:

La Compañía da crédito a sus clientes en el curso normal de sus negocios. La Compañía realiza evaluaciones de créditos de sus clientes en forma continua y mantiene provisiones por potenciales pérdidas. La Compañía registra provisiones por cuentas incobrables o castiga el monto por cobrar hasta su valor neto estimado de realización. 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, asignación de gastos indirectos de producción basado en la capacidad de funcionamiento normal y de transporte.

2. Políticas contables significativas (continuación):

g) Propiedad, planta y equipo:

Reconocimiento inicial

El activo fijo se registra inicialmente al costo. El costo incluye los desembolsos que son directamente atribuibles a la adquisición del activo. El costo de los activos auto-construidos incluye el costo de los materiales y mano de obra directa, otros costos directamente atribuibles para poner los activos en una condición de funcionamiento de acuerdo al uso previsto, los costos de desmantelamiento y eliminación de los elementos y la restauración del lugar en donde se encuentran y los costos por intereses de los activos de auto-construcción que cumplen con ciertos criterios. Los costos por intereses, incluyendo el impacto de coberturas de flujos de efectivo asociados que se incurren en la construcción y puesta en marcha se capitalizan hasta que la planta está funcionando en la forma prevista por la administración.

Costos posteriores

Las reparaciones de rutina y mantenimiento se cargan a gastos en la medida que se incurren. A intervalos regulares, la Compañía lleva a cabo un paro programado y la inspección (cambio) en sus plantas para realizar trabajos importantes de mantenimiento y reposición de catalizador. Los costos asociados con estos paros se capitalizan y se amortizan en el período hasta el próximo paro programado.

Depreciación

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

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

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

2. Políticas contables significativas (continuación):

g) Propiedad, planta y equipo (continuación):

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. Estos costos se deprecian utilizando el método de unidad de producción, teniendo en cuenta los costos futuros estimados en el desarrollo de las reservas y en las reservas probadas estimadas. Las reservas probadas y probables de las propiedades de petróleo y gas natural se estiman sobre la base de los informes de reserva independiente 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 las propiedades de petróleo y gas natural. La contabilización de los costos incurridos en las propiedades de exploración de petróleo y gas natural con reservas no probadas se describen en la nota 2(h).

Deterioro

La Compañía revisa el valor libro de la propiedad, planta y equipo por deterioro cuando existen circunstancias que indican que el valor libro de un activo puede ser no recuperable. Algunos ejemplos de tales eventos o cambios en las circunstancias relacionadas con activos a largo plazo incluyen, pero no se limitan a: cambios adversos significativos en el alcance o manera en que el activo esta siendo usado o en sus condiciones físicas, un cambio significativo en el precio o la disponibilidad de materia prima de gas natural necesaria para la fabricación de metanol, un cambio adverso significativo en las estimaciones de reservas de petróleo y gas, 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 una evaluación por un gobierno extranjero que impacta el uso del activo, o una pérdida operacional o de flujo de efectivo del período en curso combinado con un historial de pérdidas operacionales o de flujo de efectivo, o una proyección o pronóstico que muestra las continuas pérdidas asociadas con el uso del activo. Si existe alguna indicación de pérdida de valor, la Compañía realiza una evaluación del monto recuperable, comparando el valor libro con el mayor entre el valor justo y el valor del activo en uso. El valor en uso del activo se determina como el valor presente de los flujos de caja futuros esperados, menos los costos esperados en la venta del activo. Un castigo por pérdida de valor se registra por la diferencia entre el valor contable y el mayor entre el valor justo y el valor del activo en uso. Un castigo por pérdida de valor reconocido en ejercicios anteriores para un activo se revierte si se ha producido una recuperación posterior del valor del activo debido a los cambios en los eventos y circunstancias.

2. Políticas contables significativas (continuación):

h) Otros activos:

Los activos intangibles se capitalizan bajo otros activos y se amortizan incluidos en el rubro gastos de depreciación y amortización sobre una base adecuada para cargar el coste de los activos contra los 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 honorarios se reclasifican al rubro obligaciones de largo plazo neto de honorarios financieros y se amortizan en el rubro gastos financieros durante el periodo de vigencia del crédito sobre una base de interés efectiva.

Los costos incurridos en la exploración de propiedades de petróleo y gas natural con reservas no probadas se capitalizan en otros activos. A partir del reconocimiento de las reservas probadas y aprobación interna para el desarrollo, estos costos son transferidos al rubro propiedad, planta y equipo y se deprecian bajo el método de unidades de producción basado en la estimación de reservas probadas.

La Compañía revisa el valor libro de otros activos por deterioro cuando existen circunstancias que indican que el valor libro de un activo puede ser no recuperable.

i) Leases:

Los contratos de arrendamiento se clasifican como financieros o de la operación. 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 transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad del activo arrendado. El activo y pasivo asociado a un contrato de arrendamiento financiero se registra al menor entre el valor justo y el valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento, neto de costos de ejecución. Los pagos de arrendamiento se distribuyen entre gastos por intereses y pago de la deuda.

2. Políticas contables significativas (continuación):

j) Costos por retiro de activos:

La Compañía reconoce obligaciones para dismantelar y trasladar los bienes o para restaurar el sitio en el que se encuentren los activos. La Sociedad estima el valor justo del pasivo, determinando el costo actual de mercado requerido para liquidar la obligación por el retiro del activo y ajusta por la inflación hasta la fecha esperada en que se incurrirán los gastos, y descuenta este monto a valor presente a la fecha en que la obligación se incurrió originalmente. Puesto que la obligación se registra inicialmente a su valor presente, esta aumenta cada período, hasta la fecha estimada de liquidación. El gasto resultante se denomina gasto de acreción y se incluye en el costo financiero. La Sociedad revisa las obligaciones por retiro de activos y ajusta la obligación según sea necesario para reflejar los cambios en los flujos de caja futuros estimados, los tiempos, inflación y tasas de descuentos subyacentes a la medición del valor justo. Existen incertidumbres inherentes en la estimación de las obligaciones porque las actividades de restauración se llevarán a cabo en el futuro, y puede haber cambios en las regulaciones gubernamentales, del medio ambiente y cambios en la tecnología de remoción y sus costos. Debido a las incertidumbres relacionadas con el cálculo del costo y fechas de las actividades de restauración futuras del sitio, los costos futuros podrían diferir materialmente de los montos estimados.

k) Beneficios futuros de los empleados:

La Compañía tiene beneficios definidos de planes de pensiones de carácter no contributivo que cubre a ciertos empleados y planes de pensiones de contribución definidos. La Compañía no proporciona beneficios significativos posteriores de jubilación que no sean los beneficios del plan de pensiones. Para los planes de beneficios definidos de pensiones, el valor neto del valor presente de las obligaciones de beneficios definidos y el valor justo de los activos del plan se registra en el estado de situación financiera. La determinación de la obligación del beneficio definido y el costo asociado de pensiones se basa en ciertos supuestos actuariales como los porcentajes de inflación, el crecimiento salarial, la longevidad y el rendimiento esperado de los activos del plan. El valor presente de las obligaciones de beneficio definido se determina descontando los flujos de efectivo futuros estimados utilizando los rendimientos de los bonos de mercado actuales que tienen plazos de vencimiento aproximados con la fecha de término de la obligación. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de las diferencias entre estos supuestos y los resultados reales se reconocen en resultados integrales, y se registra en las utilidades retenidas. El costo de planes de beneficios definidos contributivos es reconocido en resultados a medida que es ganado por los empleados.

l) Utilidad neta por acción ordinaria:

La Compañía calcula la utilidad neta básica por acción ordinaria dividiendo la utilidad neta por el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación y calcula la utilidad neta diluida por acción ordinaria bajo el método de acciones propias. Bajo el método de acciones propias, el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación para el cálculo de la utilidad neta diluida por acción asume que el total de los ingresos que se reciban en el ejercicio de las opciones de acciones diluidas se aplica para comprar acciones ordinarias al precio promedio de mercado del período. Las opciones sobre acciones se diluyen sólo cuando el precio promedio de mercado de las acciones ordinarias durante el período supera el precio de ejercicio de las opciones sobre acciones.

2. Políticas contables significativas (continuación):

m) Pagos basados 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 sobre revalorización de acciones tándem, derechos sobre revalorización de acciones, unidades de acciones diferidas, unidades de acciones restringidas o unidades de acciones de rendimiento.

Para las opciones de acciones concedidas por la Compañía, el costo del servicio recibido se mide sobre la base de una estimación del valor justo en la fecha de la concesión. El valor justo de la fecha de la concesión es reconocido como gasto de compensación durante el período de servicio relacionado con el correspondiente aumento en el excedente aportado. Al ejercer las opciones de acciones, el importe recibido, junto con los gastos de compensación previamente registrados como excedente aportado, se abona a la cuenta capital de acciones. 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 revalorización de acciones son unidades que otorgan a su tenedor el derecho a recibir un pago en efectivo al ejercer por la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio que se determina en la fecha de la concesión. Los derechos de apreciación de acciones tándem le da al tenedor una elección entre ejercer una opción de acciones normal o un derecho sobre la revalorización de acciones. Para los derechos de revalorización de acciones y los derechos de revalorización de acciones tándem el costo del servicio recibido como precio se mide inicialmente en base a la estimación del valor justo a la fecha de la concesión. El valor justo en la fecha de la concesión es reconocido como gasto de compensación durante el período de servicio relacionado con el correspondiente aumento en los pasivos. Para los derechos de revalorización de acciones y los derechos de revalorización de acciones tandem, el costo de los años de servicio es remedido en cada período de reporte sobre la base de una estimación del valor justo en donde los cambios en el valor justo se reconocen como gasto de compensación por la proporción de años de servicio que se han consumido a esa fecha. La Compañía utiliza el modelo de precios de opciones de Black-Scholes para estimar el valor justo de los derechos de revalorización de acciones y los derechos de revalorización de acciones tandem.

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

2. Políticas contables significativas (continuación):

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

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 traspassa al cliente, lo que ocurre generalmente al momento en que se realiza el embarque. Los ingresos por ventas se reconocen al momento de la entrega en la ubicación del cliente si la Sociedad retiene el título y el riesgo de pérdida durante el embarque. Para el metanol embarcado a base de 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:

Los instrumentos financieros se clasifican en una de cinco categorías y dependiendo de la categoría, será medido a su costo amortizado o valor justo. Las inversiones que se mantienen hasta su vencimiento, préstamos y cuentas por cobrar y otras obligaciones financieras, se miden a su costo amortizado. Los activos y pasivos financieros a través de resultados (mantenidos por su categoría de comercialización), y los activos financieros disponibles para la venta se miden a la fecha de balance a su valor justo. Los cambios en el valor justo de activos y pasivos financieros mantenidos para su comercialización se reconocen en resultados, y los cambios 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 cuyo caso los montos serán registrados en resultados. La Compañía clasifica su efectivo y efectivo equivalente como mantenido para la venta. Las cuentas por cobrar se clasifican como préstamos y cuentas por cobrar. Las cuentas por pagar y provisiones, obligaciones de largo plazo, netas de costos financieros, y otras obligaciones de largo plazo se clasifican como otras obligaciones financieras.

Bajo estas normas, los instrumentos financieros derivados, incluyendo derivados subyacentes, se clasifican como mantenidos para la venta y se registran en el balance a valor justo, a no ser que estén exentos. La valoración de instrumentos financieros derivados es una estimación contable crítica debido a la compleja naturaleza de estos productos, el grado de juicio necesario para valorizar adecuadamente estos productos y el impacto potencial de dicha valoración 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 cambio sobre 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 valor justo relativo a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en resultados. El valor justo de los instrumentos financieros derivados fluctuará hasta su liquidación, según los cambios en las tasas de interés variable.

2. Políticas contables significativas (continuación):

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 que se calcula utilizando las tasas de impuestos vigentes, o estén aprobadas a la fecha de presentación.

Los impuestos diferidos se calculan por el método del pasivo. El método del pasivo requiere que los impuestos reflejen las consecuencias futuras tributarias de las diferencias temporarias entre los valores libros de los activos y pasivos y sus bases tributarias. Los activos y pasivos de impuestos 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 un cambio en las tasas tributarias o en la legislación tributaria se reconoce en el período de promulgación efectiva. Los activos tributarios diferidos, tales como saldos de pérdidas acumuladas que no sean por concepto de capital, se reconocen en la medida en que existirá utilidad tributaria a la cual se pueda imputar el activo por impuesto diferido.

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

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 y contingencias:

Las provisiones se reconocen cuando una obligación legal o implícita, ha sido incurrida como resultado de eventos pasados, es probable que se requiera de una salida de recursos para cancelar la obligación, y se puede hacer una estimación confiable del monto de la obligación. Las provisiones se miden al valor presente de los gastos previstos que se incurran para liquidar la obligación.

r) Información de segmentos:

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

3. Cuentas por cobrar y otros:

	Mar 31 2011	Dic 31 2010	Enero 1 2010
Comerciales	\$ 286.412	\$ 257.945	\$ 191.002
Impuesto al valor agregado y otros impuestos por recuperar	38.572	43.495	56.264
Porción circulante financiamiento de GeoPark (nota 7)	10.339	8.800	8.086
Otros	9.703	9.787	2.066
	\$ 345.026	\$ 320.027	\$ 257.418

4. Inventarios:

Los inventarios se valorizan al más bajo, entre el costo, determinado en base primero en llegar primero en salir, y el valor neto realizable estimado. El monto de inventario incluido en el costo de las ventas y gastos operacionales y depreciación y amortización para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2011 fue \$507 millones (2010 – \$362 millones).

5. Propiedad, planta y equipo:

	Edificios, Planta & Maquinaria	Propiedades de Petróleo & Gas	Otros	Total
Costo al 31 de Marzo 2011	\$ 3.148.513	\$ 55.786	\$ 82.390	\$ 3.286.689
Depreciación acumulada al 31 de Marzo 2011	953.845	22.625	37.376	1.013.846
Valor libro neto al 31 de Marzo 2011	\$ 2.194.668	\$ 33.161	\$ 45.014	\$ 2.272.843
Costo al 31 de Diciembre 2010	\$ 3.097.928	\$ 54.049	\$ 116.203	\$ 3.268.180
Depreciación acumulada al 31 de Diciembre 2010	929.079	20.092	60.433	1.009.604
Valor libro neto al 31 de Diciembre 2010	\$ 2.168.849	\$ 33.957	\$ 55.770	\$ 2.258.576
Costo al 1 de enero 2010	\$ 2.964.424	\$ 39.990	\$ 127.623	\$ 3.132.037
Depreciación acumulada al 1 de Enero 2010	832.421	4.560	68.383	905.364
Valor libro neto al 1 de Enero 2010	\$ 2.132.003	\$ 35.430	\$ 59.240	\$ 2.226.673

6. Participación en el joint venture Atlas:

La Sociedad tiene una participación de 63,1% en el joint venture en Atlas Methanol Company (Atlas). Atlas posee una planta de producción de metanol de 1,7 millones de toneladas al año en Trinidad. Se incluyen en los estados financieros interinos consolidados resumidos los siguientes montos que representan la participación proporcional de la Compañía en Atlas:

Estado Consolidado de Posición Financiera	Mar 31 2011	Dic 31 2010	Enero 1 2010
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 15.681	\$ 10.676	\$ 8.252
Otros activos circulantes	110.044	83.795	72.667
Propiedad, planta y equipos	272.006	276.114	287.727
Otros activos	12.548	12.548	12.920
Cuentas por pagar y provisiones	41.977	23.934	22.380
Deuda de largo plazo, incluyendo vencimientos corrientes (nota 8)	79.674	79.577	93.155
Leases financiero y otros pasivos largo plazo, incluyendo porción corto p	51.477	52.480	55.139
Impuestos diferidos	18.985	18.893	16.449

Estados Consolidados de Resultado	Tres Meses Terminados	
	Mar 31 2011	Mar 31 2010
Ventas	\$ 71.578	\$ 52.836
Gastos	(59.888)	(47.177)
Resultado antes de impuestos	11.690	5.659
Impuestos	(1.773)	(1.152)
Resultado neto	\$ 9.917	\$ 4.507

Estados Consolidado de Flujo de Efectivo	Three Months Ended	
	Mar 31 2011	Mar 31 2010
Flujos de efectivo proveniente de actividades operacionales	\$ 8.035	\$ 13.387
Flujos (egresos) de efectivo proveniente de actividades financieras	(1.662)	(1.810)
Flujos (egresos) de efectivo proveniente de actividades de inversión	(1.368)	(516)

7. Otros activos:

	Mar 31 2011	Dic 31 2010	Enero 1 2010
Activos petróleo y gas	\$ 42.432	\$ 38.585	\$ 28.412
Financiamiento GeoPark	10.432	17.068	37.969
Derechos de comercialización y producción, neto de amortización acumulada	10.608	11.600	19.099
Efectivo con restricciones para la cuenta provisión incobrables	12.548	12.548	12.920
Costos de financiamiento diferido, neto de amortización acumulada	1.592	1.791	9.725
Planes de pensiones de beneficio definido	5.041	5.382	5.392
Otros	25.936	26.289	21.388
	\$ 108.589	\$ 113.263	\$ 134.905

Para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2011, la amortización de derechos de comercialización y producción incluida en la depreciación y amortización fue de \$1.0 millones (2010 – \$1.9 millones) y la amortización de honorarios de financiamiento diferidos incluidos en costos financieros fue de \$0.2 millones (2010 – \$0.4 millones).

La Compañía ha proporcionado fondos a GeoPark Chile Limitada (Geopark) por un monto de \$57 millones (de los cuales \$37 millones se han pagado al 31 de marzo de 2011) 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 marzo de 2011, el saldo pendiente es de \$20,8 millones, de los cuales \$10,3 millones, que representa la porción corriente, se han registrado en cuentas por cobrar.

Los costos incurridos en las propiedades de exploración de petróleo y gas natural con reservas no probadas se capitalizan a otros activos. A partir del reconocimiento de las reservas probadas y de la aprobación interna para el desarrollo, estos costos son transferidos al rubro propiedad, planta y equipo.

8. Obligaciones a largo plazo:

	Mar 31 2011	Dic 31 2010	Enero 1 2010
Documentos no garantizados			
8.75% vencimiento 15 de Agosto 2012	\$ 199.240	\$ 199.112	\$ 198.627
6.00% vencimiento 15 de Agosto 2015	148.959	148.908	148.705
	348.199	348.020	347.332
Atlas crédito con recurso limitado	79.674	79.577	93.155
Egypt crédito con recurso limitado	484.697	499.706	461.570
Otros créditos con recurso limitado	19.025	19.638	12.187
	931.595	946.941	914.244
Menos vencimientos circulantes	(50.413)	(49.965)	(29.330)
	\$ 881.182	\$ 896.976	\$ 884.914

Durante los tres meses finalizados el 31 de marzo 2011, la Compañía realizó pagos de la deuda con garantías limitadas de Egipto por \$ 15.6 millones, y de otras deudas con garantías limitadas por \$ 0,6 millones.

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

La Compañía tiene una línea bancaria de \$200 millones renovables sin garantías proporcionado por instituciones financieras altamente clasificadas que vence en mayo de 2012 y que contiene disposiciones de provisiones de incumplimiento, además de los documentos sin garantías como se describe anteriormente. Los convenios importantes y las disposiciones por incumplimiento de estos convenios son:

- a) la obligación de mantener un índice de EBITDA a cobertura de intereses superior a 2:1 y una relación entre deuda y capitalización menor o igual al 50%, calculado sobre una base promedio de cuatro trimestres de conformidad con las definiciones en el contrato de crédito que incluyen ajustes relacionados con las filiales recurso limitado,
- b) un 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) un 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 disposiciones por defecto que sólo se aplican a estas entidades, incluyendo restricciones en la contratación de endeudamiento adicional y la obligación de

cumplir ciertas condiciones antes del pago de dinero en efectivo u otras distribuciones. La deuda con garantías limitadas de Egipto también requiere del cumplimiento con ciertas condiciones asociadas con la finalización de la construcción de la planta y puesta en marcha a más tardar el 30 de septiembre de 2011. Estas condiciones incluyen una prueba de confiabilidad de la planta de 90 días y la finalización de determinados registros de títulos de propiedad e hipotecas relacionadas que requieren acciones por parte de entidades gubernamentales de Egipto.

El incumplimiento de cualquiera de los convenios o disposiciones de incumplimiento de la deuda a largo plazo antes señalada, podría dar lugar a un incumplimiento bajo el contrato de crédito que permite 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 marzo de 2011, la administración cree que la Compañía cumple con todos los pactos y las disposiciones de incumplimiento mencionados anteriormente.

9. Leasing financiero:

		Mar 31 2011		Dic 31 2010		Enero 1 2010
Obligaciones leasing financiero	\$	67.326	\$	79.412	\$	90.161
Menos vencimientos corto plazo		(6.264)		(11.570)		(10.655)
	\$	61.062	\$	67.842	\$	79.506

Al 31 de marzo de 2011, la Compañía tiene obligaciones de arrendamiento financiero relacionados con plantas de producción de oxígeno en Trinidad. Estas obligaciones tienen vencimiento como sigue hasta la expiración del contrato de arrendamiento:

	Cuota del leasing	Componente de interés	Disminución de la obligación bajo el lease financiero
2011	\$ 11.523	\$ 5.259	\$ 6.264
2012	11.617	4.748	6.869
2013	11.715	4.187	7.528
2014	11.815	3.574	8.241
2015	9.164	2.954	6.210
Posteriormente	42.414	10.200	32.214
	\$ 98.248	\$ 30.922	\$ 67.326

10. Otras obligaciones a largo plazo:

	Mar 31 2011	Dic 31 2010	Ene 1 2010
Obligaciones por retiro de activos (a)	\$ 23.903	\$ 23.951	\$ 21.033
Obligaciones por compensaciones basadas acciones (nota 1)	57.999	52.987	21.672
Convenios de retiro de Chile	29.928	29.821	25.824
Valor justo de instrumentos financieros derivados (nota 16)	35.144	43.488	33.284
	146.974	150.247	101.813
Menos vencimientos a corto plazo	(14.804)	(9.677)	(4.304)
	\$ 132.170	\$ 140.570	\$ 97.509

(a) Obligaciones por retiro de activos:

Al 31 de marzo de 2011, el monto total sin descontar de efectivo estimados que se necesitaría para pagar las obligaciones era de \$32,2 millones (2010 – \$ 32,4 millones). El movimiento de la provisión durante el período se explica de la siguiente manera:

	Mar 31 2011	Dic 31 2010
Saldo inicial	\$ 23.951	\$ 21.033
Provisiones nuevas o revisadas ¹	(177)	2.595
Montos cargados contra la provisión	-	(346)
Gasto de acreción	129	669
Saldo final	\$ 23.903	\$ 23.951

¹ Incluye el impacto de los cambios en las tasas de descuento y los costos estimados de remediación del sitio.

11. Gastos por función:

	Tres Meses Terminados	
	Mar 31 2011	Mar 31 2010
Costo de ventas	\$ 480.021	\$ 337.666
Venta y distribución	75.036	66.583
Gastos administrativos	16.583	16.610
Total gastos por función	\$ 571.640	\$ 420.859
Costo de ventas y gastos operacionales	541.940	385.774
Depreciación y amortización	29.700	35.085
Total gastos según Estado de Resultado Consolidado	\$ 571.640	\$ 420.859

Se incluye en el total de gastos para los tres meses finalizados el 31 de marzo 2011 los gastos de los empleados de \$43,0 millones (2010 – \$39,2 millones).

12. Costos financieros:

	Tres Meses Terminados	
	Mar 31 2011	Mar 31 2010
Costos financieros	\$ 16.423	\$ 17.159
Menos: intereses capitalizados proyecto en construcción en Egipto	(7.230)	(9.107)
	\$ 9.193	\$ 8.052

Los costos financieros se componen principalmente de interés sobre los préstamos y obligaciones de arrendamiento financiero, la amortización de honorarios financieros diferidos y los gastos asociados con la acreción de los costos de restauración del lugar. Los intereses incurridos durante la construcción de la planta de metanol en Egipto se capitalizaron hasta que la planta estuvo substancialmente terminada y lista para producir durante el trimestre terminado al 31 de marzo 2011. La Compañía cuenta con financiamiento con garantías limitadas para su proyecto de joint venture para construir una planta de 1.26 millones de toneladas anuales de metanol en Egipto. La Compañía ha firmado contratos swap de tasas de interés para proteger los pagos de interés base LIBOR por un promedio global de tasa fija del 4,8%, más un margen para aproximadamente el 75% de las obligaciones con garantías limitadas de Egipto para el período 28 de septiembre 2007 hasta el 31 de marzo 2015. Para los tres meses terminados al 31 de marzo 2011 los costos por intereses por \$7.2 millones (2010 – \$9.1 millones) relacionados con este proyecto fueron capitalizados.

13. Utilidad neta por acción ordinaria:

Una conciliación entre el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación es el siguiente:

	Tres Meses Terminados	
	Mar 31 2011	Mar 31 2010
Denominador para el resultado básico por acción ordinaria	92.683.755	92.128.325
Efecto de opciones de acciones dilutivas	1.628.123	1.283.905
Denominador para el resultado neto diluido por acción ordinaria ¹	94.311.878	93.412.230

¹ Todas las opciones en circulación al 31 de marzo 2011 son dilutivas y se han incluido en el cálculo del número promedio ponderado diluido de acciones ordinarias (2010 – 2.114.462 opciones han sido excluidas del número promedio ponderado diluido de acciones ordinarias ya que su efecto hubiera sido contra –dilutivo).

El valor promedio de mercado de las acciones de la Compañía para fines del cálculo del efecto dilutivo de opciones sobre acciones se basó en los precios cotizados en el mercado durante los períodos descritos anteriormente.

14. Compensaciones basadas en acciones:

a) Opciones de acciones:

(i) Opciones de acciones vigentes:

Las acciones ordinarias reservadas para las opciones de acciones vigentes al 31 de marzo de 2011 son las siguientes:

	Opciones Denominadas en CAD		Opciones Denominadas en USD	
	Número de Opciones de Acciones	Precio Promedio Ponderado al Ejercer	Número de Opciones de Acciones	Precio Promedio Ponderado al Ejercer
Vigentes al 1 de Enero 2010	55.350	\$ 7,58	4.998.242	\$ 18,77
Otorgadas	-	-	89.250	25,22
Ejercidas	(45.600)	8,19	(478.180)	18,54
Anuladas	(7.500)	3,29	(35.055)	15,33
Vigentes al 31 de diciembre 2010	2.250	\$ 9,56	4.574.257	\$ 18,95
Otorgadas	-	-	67.800	28,74
Ejercidas	(2.250)	9,56	(104.253)	15,68
Anuladas	-	-	(6.470)	13,40
Vigentes al al 31 de marzo 2011	-	\$ -	4.531.334	\$ 19,18

14. Compensaciones basadas en acciones (continuación):

a) Opciones de acciones (continuación):

La información sobre las opciones de acciones en circulación al 31 de marzo de 2011 es como sigue:

Rango de Precios al Ejercer	Opciones Vigentes al 31 de Marzo 2011			Opciones Ejercibles al 31 de Marzo 2011	
	Promedio Ponderado Vida Contractual Restante (Años)	Número de Opciones de Acciones Vigentes	Precio Promedio Ponderado de Ejercicio	Número de Opciones de Acciones Ejercibles	Precio Promedio Ponderado de Ejercicio
Opciones denominadas en USD					
\$6.33 to 11.56	4,6	1.307.575	\$ 6,54	871.170	\$ 6,65
\$17.85 to 22.52	1,8	1.220.950	20,28	1.220.950	20,28
\$23.92 to 28.74	3,7	2.002.809	26,76	1.872.176	26,73
	3,4	4.531.334	\$ 19,18	3.964.296	\$ 20,33

(ii) Gasto por compensaciones relacionado con opciones de acciones:

Para los tres meses finalizados el 31 de marzo 2011, los gastos de compensación relacionados con las opciones sobre acciones incluidos en el costo de ventas y gastos de la operación fue de \$0,3 millones (2010 – \$0,5 millones). El valor justo de la concesión de opciones de acciones se calculó a la fecha de la concesión usando el modelo de precios de Black-Scholes.

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

Durante 2010, el plan de opciones de acciones de la Compañía fue enmendado para incluir derechos sobre apreciación de acciones tándem ("TSARs") y un nuevo plan fue presentado para derechos sobre apreciación de acciones ("SARs"). Un SAR, le confiere al tenedor el derecho a recibir un pago en efectivo equivalente a la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio. Un TSAR le confiere al tenedor la elección entre ejercer la opción sobre acciones ordinarias o renunciar a la opción a cambio de un pago en efectivo equivalente a la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio. Todos los SARs y los TSARs otorgados tienen un plazo máximo de siete años con un tercio que se devenga cada año a partir de la fecha de concesión.

(i) SARs y TSARs vigentes:

SARs y TSARs vigentes al 31 de Marzo 2011:

	SARs		TSARs	
	Número de Unidades	Precio de Ejercer	Número de Unidades	Precio de Ejercer
Vigentes al 1 de enero 2010	-	\$ -	-	\$ -
Otorgadas	394.065	25,22	735.505	25,19
Ejercidas	-	-	-	-
Anuladas	(5.100)	25,22	-	-
Vigentes al 31 de diciembre 2010	388.965	\$ 25,22	735.505	\$ 25,19
Otorgadas	260.010	28,74	492.100	28,74
Ejercidas	(8.730)	25,22	(5.750)	25,22
Anuladas	(6.000)	25,22	-	-
Vigentes al 31 de marzo 2011¹	634.245	\$ 26,66	1.221.855	\$ 26,64

¹ Al 31 de Marzo 2011, 355,010 SARs y TSARs eran ejercibles. El valor intrínseco de las SARs and TSARs ejercibles al 31 de marzo 2011 fue \$2.1 millones. La Compañía tiene acciones ordinarias reservadas para las TSARs pendientes.

14. Compensaciones basadas en acciones (continuación):

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

Los gastos de compensación para SARs y TSARs se miden inicialmente a su valor justo y es reconocido en el período de años de servicios respectivo. Los cambios en el valor justo en cada período se reconocen en resultados por la proporción de los años de servicios prestados en cada periodo de reportes financieros. El valor justo al 31 de marzo 2011 fue \$18.0 millones comparado con el pasivo registrado de \$13.6 millones. La diferencia entre el valor justo y el pasivo registrado de \$4.4 millones será reconocido durante el período de servicio promedio ponderado remanente de aproximadamente 2 años. El valor justo promedio ponderado de las SARs y TSARs devengadas al 31 de marzo 2011 se estimó en usando el modelo de precio de opciones de Black –Scholes.

Para los tres meses terminados al 31 de marzo 2011, los gastos de compensación relacionados con SARs y TSARs incluidos en el costo de ventas y gastos de la operación fue \$5.0 millones (2010 – \$3.2 millones).

c) Unidades de acciones diferidas, restringidas y rendimiento:

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

	Unidades de Acciones Diferidas	Unidades de Acciones Restringidas	Unidades de Acciones de Rendimiento
Vigentes al 1 de enero 2010	505.176	22.478	1.078.812
Otorgadas	48.601	29.500	404.630
Otorgadas a cambio de dividendos	14.132	1.265	28.915
Rescatadas	(10.722)	(6.639)	(326.840)
Anuladas	-	-	(15.900)
Vigentes al 31 de diciembre 2010	557.187	46.604	1.169.617
Otorgadas	22.781	17.100	281.470
Otorgadas a cambio de dividendos	2.900	334	5.786
Rescatadas	-	-	(343.931)
Anuladas	-	-	(2.664)
Vigentes al 31 de marzo 2011	582.868	64.038	1.110.278

El gasto por compensación por unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño se mide 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 marzo de 2011 fue de \$56.1 millones comparado con la obligación registrada de \$44.4 millones. La diferencia entre el valor justo y la obligación registrada de \$11.7 millones se reconocerá durante el período de servicio promedio ponderado que reste, de aproximadamente 2 años.

Para los tres meses terminados al 31 de marzo de 2011, el gasto por compensación relacionado con unidades de acciones diferidas, restringidas y de desempeño incluido en el costo de ventas y gastos operacionales fue \$4.8 millones (2010 – \$9.7 millones). Este incluye un gasto \$0.6 millones (2010 – \$5.1 millones) relacionado con el efecto del cambio en el precio de las acciones de la Compañía para los tres meses terminados al 31 de marzo 2011.

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

Las variaciones en el capital de trabajo sin movimiento de efectivo para los tres meses terminados al 31 de marzo de 2011 fueron las siguientes:

	Tres Meses Terminados	
	Mar 31 2011	Mar 31 2010
Aumento (disminución) capital de trabajo sin movimiento de efectivo:		
Cuentas por cobrar	\$ (24.999)	\$ (13.928)
Inventarios	19.423	2.076
Gastos anticipados	(990)	3.401
Cuentas por pagar y provisiones	46.601	(15.964)
	40.035	(24.415)
Ajustes por ítemes que no tienen movimiento de efectivo y cambios en el capital de trabajo relacionado con impuestos e intereses pagados	5.950	670
Changes in non-cash working capital having a cash effect	\$ 45.985	\$ (23.745)
Estos cambios dicen relación con las siguientes actividades:		
Operación	\$ 44.486	\$ (22.177)
Inversión	1.499	(1.568)
Cambios en el capital de trabajo sin movimiento de efectivo	\$ 45.985	\$ (23.745)

16. Instrumentos financieros:

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

	Mar 31 2011	Dic 31 2010	Enero 1 2010
Activos financieros:			
Activos financieros a valor justo con efecto en resultados (mantenidos para la venta):			
Efectivo y efectivo equivalente ¹	\$ 239.805	\$ 193.794	\$ 169.788
Provisión incobrable, saldo incluido en otros activos ¹	12.548	12.548	12.920
Préstamos y cuentas por cobrar:			
Cuentas por cobrar, excluye porción corriente del financiamiento de GeoPark	339.530	316.070	249.332
Financiamiento GeoPark, incluye porción corto plazo	20.771	25.868	46.055
Total activos financieros²	\$ 612.654	\$ 548.280	\$ 478.095
Pasivos financieros:			
Otros pasivos financieros:			
Cuentas por pagar y provisiones	\$ 305.640	\$ 259.039	\$ 238.699
Deuda a largo plazo, incluye porción corriente	931.595	946.941	914.244
Pasivos financieros a valor justo con efecto en resultados (mantenidos para la venta):			
Instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja ¹	35.144	43.488	33.185
Instrumentos derivados	-	-	99
Total pasivos financieros	\$ 1.272.379	\$ 1.249.468	\$ 1.186.227

¹ El efectivo y efectivo equivalente y provisión cuentas incobrables se valorizan a su valor justo basado en precios cotizados en

mercados activos para activos idénticos y los swaps de tasa de interés de Egipto designados como cobertura de flujo de efectivo se miden a valor justo sobre la base a modelos aceptados en la industria e información recibida de mercados activos.

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

Al 31 de marzo de 2011, todos los instrumentos financieros de la Compañía se registran en el balance general a su costo amortizado, con la excepción de efectivo y efectivo de equivalentes, instrumentos financieros derivados y las cuentas de provisiones incobrables incluidos en otros activos que se registran a su valor justo.

La deuda con garantías limitadas de Egipto está sujeta a un interés tasa LIBOR más un delta. La Compañía ha firmado contratos swap de tasa de interés, que cubren los pagos de interés base LIBOR por una tasa promedio fija de 4,8% más un delta, sobre aproximadamente el 75% de la deuda con garantías limitadas de Egipto para el periodo 28 de septiembre 2007 al 31 de marzo 2015. La Compañía ha designado a estos swaps de tasas de interés como cobertura de flujo de efectivo.

Estos contratos swap de tasa de interés tienen un monto nocional vigente de \$357 millones al 31 de marzo de 2011. El monto nocional disminuye durante el periodo de pago. Al 31 de marzo 2011 estos contratos swap de tasa de interés, tienen un valor justo negativo de \$35.1 millones (2010 – \$43.5 millones), registrados en otros pasivos a largo plazo. El valor justo de estos contratos swap de tasa de interés fluctuará hasta su vencimiento y los cambios en sus valores justos han sido registrados bajo el rubro otros ingresos integrales.

17. Pasivos contingentes:

La Dirección del Servicio de Impuesto Interno de Trinidad y Tobago (BIR) emitió un resolución en 2009 en contra de nuestra subsidiaria Methanex Trinidad (Titán) Unlimited, en relación al año financiero 2003. La resolución tiene relación con el impuesto diferido por el cargo de depreciación durante los cinco años de exención de impuesto que terminó en 2005. El impacto del monto en disputa al 31 de marzo 2011 es de US\$26 millones aproximadamente de impuesto corriente y US\$23 millones de impuestos futuros, excluyendo cargos por intereses.

La Compañía ha presentado una objeción a esta resolución. En base a los méritos del caso e interpretaciones legales, la administración cree que su posición debe ser mantenida y en consecuencia no se ha registrado ninguna provisión en los estados financieros.

18. Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera:

Como se indica en la nota 2, estos son los primeros estados financieros interinos consolidados resumidos de la Compañía. Las políticas contables descritas en la nota 2 se han aplicado en la preparación de los estados financieros interinos correspondientes a los tres meses terminados al 31 de 2011, la información comparativa presentada en estos estados financieros interinos, tanto para los tres meses terminados al 31 de marzo 2010 y el año terminado al 31 de diciembre de 2010 y en la preparación del estados de posición financiera de apertura bajo IFRS al 1 de enero de 2010, la fecha de transición de la Compañía. Una explicación de la NIIF 1, Adopción por primera vez de las exenciones de las NIIF y las conciliaciones requeridas entre las NIIF y los PCGA de Canadá se describen a continuación:

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

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

18. Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera (continuación):

Combinación de Negocios

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

Beneficios a los Empleados

La Compañía ha optado por reconocer todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas en planes de beneficios definidos de pensiones existentes a la fecha de transición de inmediato en utilidades retenidas, en lugar de seguir difiriendo y amortizando con cargo a los resultados de las operaciones. Refiérase a la nota 18 (b) para analizar el impacto en los estados financieros.

Valor Justo o Revalorización como Costo Estimado

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

Pagos Basados en Acciones

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

Costos por Retiro de Activos

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

Propiedades de Petróleo y Gas

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

18. Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera (continuación):

Conciliaciones entre las NIIF y los PCGA de Canadá

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

18. Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera (continuación):

Conciliación de Activos, Pasivos y Patrimonio

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

	Dic 31 2010	Mar 31 2010	Enero 1 2010
Total Activos según GAAP Canadienses	\$ 3.070.159	\$ 2.964.875	\$ 2.923.417
Leases (a)	55.114	59.621	61.095
Beneficios de los Empleados (b)	(10.625)	(10.107)	(10.611)
Obligaciones por Retiros de Activos (c)	3.595	1.285	1.285
Costos de Financiamiento (d)	23.951	15.774	8.269
Otros	-	889	126
Total activos según IFRS	\$ 3.142.194	\$ 3.032.337	\$ 2.983.581
Total Pasivos según GAAP Canadienses	\$ 1.793.532	\$ 1.716.444	\$ 1.687.331
Leases (a)	68.657	72.884	74.240
Beneficios de los Empleados (b)	5.658	5.787	6.038
Obligaciones por Retiros de Activos (c)	7.708	4.924	4.901
Costos de Financiamiento (d)	9.580	6.309	3.307
Posiciones de Impuestos Inciertas (e)	7.158	5.431	5.365
Pagos basados en acciones (f)	5.738	3.784	261
Impacto del Impuesto Diferido de Ajustes de Convergencia (g)	(10.549)	(8.694)	(8.863)
Reclasificación de Interés Minoritario (h)	(156.412)	(143.180)	(137.273)
Total Pasivos según IFRS	\$ 1.731.070	\$ 1.663.689	\$ 1.635.307
Total Patrimonio según GAAP Canadienses	\$ 1.276.628	\$ 1.248.431	\$ 1.236.086
Leases (a)	(13.543)	(13.263)	(13.146)
Beneficios de los Empleados (b)	(16.283)	(15.894)	(16.650)
Obligaciones por Retiros de Activos (c)	(4.113)	(3.638)	(3.612)
Costos de Financiamiento (d)	14.370	9.464	4.961
Posiciones de Impuestos Inciertas (e)	(7.158)	(5.431)	(5.365)
Pagos basados en acciones (f)	(5.738)	(3.784)	(261)
Impacto del Impuesto Diferido de Ajustes de Convergencia (g)	10.549	8.694	8.863
Reclasificación de Interés Minoritario (h)	156.412	143.180	137.272
Otros	-	889	126
Total Patrimonio según IFRS	\$ 1.411.124	\$ 1.368.648	\$ 1.348.274
Total pasivos y Patrimonio según IFRS	\$ 3.142.194	\$ 3.032.337	\$ 2.983.581

18. Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera (continuación):

Conciliación de Resultado Neto

El siguiente cuadro presenta un resumen de los ajustes a resultados netos para el año terminado en diciembre 31, 2010 y por los tres meses terminados el 31 de marzo 2010:

		Dic 31 2010	Mar 31 2010
Resultado neto según GAAP Canadienses	\$	101.733	\$ 29.320
Leases (a)		(398)	(117)
Beneficios de los Empleados (b)		1.402	755
Obligaciones por Retiros de Activos (c)		(501)	(25)
Posiciones de Impuestos Inciertas (e)		(1.793)	(66)
Pagos basados en acciones (f)		(4.588)	(3.416)
Impacto del Impuesto Diferido de Ajustes (g)		1.791	(168)
Otros		(126)	762
Total ajustes		(4.213)	(2.275)
Resultado neto según IFRS atribuible a los accionistas de Methanex Corporation	\$	97.520	\$ 27.045
Pérdida neta según IFRS atribuible a los accionistas minoritarios	\$	(1.990)	\$ (825)
Total resultado neto	\$	95.530	\$ 26.220

Conciliación de Resultados Integrales

El siguiente cuadro presenta un resumen de los ajustes a los resultados integrales para el año terminado el 31 de diciembre 2010 y por los tres meses terminados el 31 de marzo 2010:

		Dic 31 2010	Mar 31 2010
Ingresos integrales según GAAP Canadienses	\$	86.140	\$ 25.269
IFRS/CDN GAAP diferencias con resultado neto (vea el cuadro arriba)		(4.213)	(2.275)
Beneficios a los empleados - pérdidas actuariales (b)		(1.139)	-
Costos de financiamiento transferidos a propiedad, planta y equipos (d)		9.409	4.503
Resultado integral según IFRS atribuibles a los accionistas de Methanex Corporat	\$	90.197	\$ 27.497
Pérdida integral según IFRS atribuibles a los accionistas minoritarios	\$	(6.112)	\$ (692)
Total resultado integral	\$	84.085	\$ 26.805

18. Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera (continuación):

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

a) Leases:

Los PCGA de Canadá requieren que un acuerdo que en su inicio se puede cumplir solo mediante el uso de un activo o activos específicos, y que implica un derecho del uso de ese activo, puede ser un contrato de arrendamiento o contener un arrendamiento, y por lo tanto debe ser contabilizado como una contrato de arrendamiento, independientemente de si toma la forma jurídica de un contrato de arrendamiento, y por lo tanto debe registrarse como un activo con un pasivo correspondiente. Sin embargo, los PCGA de Canadá tienen provisiones de antigüedad que eximen a los contratos contraídos antes de 2004 de estos requisitos.

Las NIIFs tienen requisitos contables similares a los GAAP de Canadá para los convenios similares a un contrato de arrendamiento, en donde las NIIF exigen la aplicación retroactiva completa. La Compañía tiene contratos de abastecimiento de oxígeno a largo plazo para sus plantas de metanol Atlas y Titán en Trinidad, contraídos antes de 2004, que se consideran como contratos de arrendamiento financiero en virtud de estas normas. En consecuencia, los contratos de suministro de oxígeno son requeridos que sean contabilizados como arrendamientos financieros desde el inicio del contrato original de arrendamiento. La Compañía mide el valor de estos contratos de arrendamiento financiero y aplica la contabilidad de arrendamiento financiero en forma retroactiva desde el inicio y hasta el 1 de enero de 2010 para determinar el impacto de apertura de NIIF. Al 1 de enero de 2010 esto resulta en un aumento al rubro propiedad, planta y equipo de \$61.1 millones y otros pasivos a largo plazo de \$74.2 millones con una disminución correspondiente a las utilidades retenidas de \$13,1 millones.

En comparación con los PCGA de Canadá, para los tres meses terminados al 31 de marzo 2010 y el año terminado 31 de diciembre de 2010 este tratamiento contable ha resultado en un menor costo de ventas y gastos de operación, un aumento en los gastos financieros y mayores cargos por depreciaciones y amortizaciones, con un impacto no significativo en los resultados netos. Al 31 de marzo 2010 y 31 de diciembre de 2010, esto dio lugar a un aumento en el rubro propiedad, planta y equipos de \$59,6 millones y \$55,1 millones y otros pasivos a largo plazo de \$72,9 millones y \$68,7 millones con la correspondiente disminución en patrimonio de \$13,3 millones y \$13.5 millones, respectivamente.

b) Beneficios para los empleados:

La Compañía eligió la exención de la IFRS 1 para reconocer todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas en planes de beneficios definidos de pensiones existentes a la fecha de la transición de inmediato en utilidades retenidas. Al 1° de enero de 2010 esto resulta en una disminución de las utilidades retenidas de \$16.7 millones, una disminución de otros activos de \$10.6 millones y un aumento de otros pasivos a largo plazo de \$6.0 millones.

18. Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera (continuación):

En comparación con los PCGA de Canadá, para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo 2010 y el año terminado al 31 de Diciembre de 2010, esto se ha traducido en un aumento de los ingresos netos por aproximadamente \$0.8 millón y \$1.4 millones, respectivamente, como consecuencia de gastos de pensión más bajos debido al reconocimiento inmediato a las utilidades retenidas de estas pérdidas actuariales en la transición a las NIIF. Además, la política contable de la Compañía bajo IFRS es reconocer todas las utilidades y pérdidas actuariales en otros resultados integrales y esto resultó en un gasto de \$1.1 millón para el año terminado al 31 de diciembre 2010. Al 31 de marzo 2010 y 31 de diciembre de 2010, el reconocimiento de las ganancias y pérdidas actuariales en utilidades retenidas dio lugar a una disminución en patrimonio neto de \$15.9 millones y \$16.3 millones, una disminución en otros activos de \$10.1 millones y \$10.6 millones y un aumento en otros pasivos a largo plazo de \$5.8 millones y \$5.7 millones, respectivamente.

c) Obligaciones por Retiro de Activos:

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

En comparación con los PCGA de Canadá al 31 de marzo 2010 y 31 de diciembre 2010, el reconocimiento de obligaciones por retiro de activos resulta en un aumento a otros pasivos a largo plazo de aproximadamente \$4.9 millones y \$7.7 millones y un aumento en el rubro propiedad, planta y equipos de aproximadamente \$1.3 millones y \$3.6 millones, con una disminución correspondiente en el patrimonio y un impacto no significativo en los ingresos netos.

18. Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera (continuación):

d) Costos de financiamiento:

La NIC 23 establece el tratamiento contable y la elegibilidad de los costos financiamiento. La Compañía ha suscrito contratos de swap de tasas de interés para cubrir la variabilidad en los pagos de intereses base LIBOR en nuestros créditos con garantías limitadas de Egipto. Bajo los PCGA de Canadá, las liquidaciones en efectivo de estos swaps durante la construcción se registran en Otros Ingresos Integrales Acumulados por la proporción de la Compañía 60% y el 40% es registrado en interés minoritario. Bajo las NIIFs, las liquidaciones en efectivo durante la construcción se registran bajo el rubro propiedad, planta y equipo. En consecuencia, se produce un aumento del rubro propiedad, planta y equipo, de \$8.3 millones, 15.8 millones y \$24 millones al 1 de enero, 2010, 31 de marzo 2010, y 31 de diciembre 2010, respectivamente. El aumento al rubro propiedad, planta y equipo se ve compensado por un aumento de otros ingresos integrales acumulados de aproximadamente \$5.0 millones, \$9.5 millones, y \$14,4 millones y un aumento del interés minoritario de aproximadamente \$3.3 millones, \$6,3 millones, y \$9,6 millones al 1 de enero 2010, 31 de marzo de 2010, y 31 de diciembre de 2010, respectivamente, sin impacto en los resultados.

e) Posiciones de Impuestos Inciertas:

La NIC 12 establece criterios de reconocimiento y medición para una posición tributaria adoptada o que se espera será adoptado en una declaración de impuestos. Al 1 de enero de 2010, esto dio lugar a un aumento en el pasivo por impuesto a la renta y una disminución de las utilidades retenidas de aproximadamente \$5.4 millones en comparación con los PCGA de Canadá. Para los tres meses terminados al 31 de marzo 2010 y el año terminado al 31 de diciembre de 2010, esto se ha traducido en una disminución del resultado neto por \$0.1 millones y \$1.8 millones con un aumento correspondiente a los pasivos de impuestos.

f) Pagos en Base de Acciones:

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

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

18. Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera (continuación):

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

Los SARs y los TSARs fueron concedidos en marzo de 2010, y por lo tanto, no se requiere ningún ajuste a nuestros estados financieros al 1 de enero de 2010. La diferencia en el método de valor justo según las NIIF en comparación con el método de valor intrínseco bajo los PCGA de Canadá, ha resultado en una disminución en los ingresos netos de aproximadamente \$3.4 millones y \$4.6 millones, un aumento en otros pasivos a largo plazo de aproximadamente \$3.8 millones y \$5.7 millones y la disminución correspondiente en patrimonio para el periodo terminado al 31 de marzo 2010 y año terminado el 31 de diciembre 2010, respectivamente.

g) Impacto del Impuesto Diferido y Otros Ajustes:

Este ajuste representa principalmente el efecto de impuesto producto de los ajustes relacionados con las diferencias contables entre los PCGA de Canadá y las NIIF. Al 1 de enero de 2010 esto se ha traducido en una disminución de pasivos por impuestos diferidos y un aumento de las utilidades retenidas de aproximadamente \$8.9 millones. Para el periodo de tres meses terminado al 31 de marzo 2010 y año terminado al 31 de diciembre de 2010, esto se ha traducido en una disminución del resultado neto de \$0.2 millón y un aumento a los resultados netos de \$1.8 millones, respectivamente.

h) Reclasificación del Interés Minoritarios desde Pasivos:

La Compañía tiene una participación del 60% en EMethanex, la empresa egipcia a través de la cual hemos desarrollado el proyecto de metanol de Egipto. La Compañía contabiliza esta inversión usando el método contable de consolidación que se traduce en reconocer el 100% de los activos y pasivos de EMethanex en nuestros estados financieros. La participación de los otros inversionistas en el proyecto se presenta como "interés minoritario". Bajo los PCGA de Canadá, el interés minoritario se clasifica como un pasivo, sin embargo bajo las NIIF la participación de interés minoritario se clasifica como patrimonio, pero se presenta por separado en el patrimonio. Esta reclasificación resulta en una disminución de pasivos y un aumento del patrimonio neto de aproximadamente \$137.3 millones, \$143.2 millones y \$156.4 millones al 1 de enero de 2010, 31 de marzo 2010 y 31 de Diciembre de 2010, respectivamente.

Methanex Corporation
Historial Trimestral (no auditado)

	T1 2011	2010 ³	T4	T3	T2	T1	2009 ³	T4	T3	T2	T1
VOLUMEN DE VENTAS DE METANOL											
<i>(miles de toneladas)</i>											
Producido por la Compañía	848	3,540	831	885	900	924	3,764	880	943	941	1,000
Metanol comprado	835	2,880	806	792	678	604	1,546	467	480	329	270
Ventas base comisiones ¹	172	509	151	101	107	150	638	152	194	161	131
	1,855	6,929	1,788	1,778	1,685	1,678	5,948	1,499	1,617	1,431	1,401
PRODUCCION DE METANOL											
<i>(miles de toneladas)</i>											
Chile	183	935	208	194	229	304	942	265	197	252	228
Titan, Trinidad	121	891	233	217	224	217	764	188	188	165	223
Atlas, Trinidad (63.1%)	263	884	266	284	96	238	1,015	279	257	275	204
Nueva Zelanda	203	830	206	200	216	208	822	223	202	203	194
Egipto (60%)	31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	801	3,540	913	895	765	967	3,543	955	844	895	849
PRECIO PROMEDIO REALIZADO DEL METANOL²											
(\$/tonelada)	367	306	348	286	284	305	225	282	222	192	199
(\$/galón)	1.10	0.92	1.05	0.86	0.85	0.92	0.68	0.85	0.67	0.58	0.60
INFORMACION POR ACCION (\$ por acción)											
Utilidad (pérdida) neta básica	\$ 0.37	1.05	0.29	0.31	0.16	0.29	0.01	0.28	(0.01)	(0.06)	(0.20)
Utilidad (pérdida) neta diluida	\$ 0.37	1.05	0.29	0.31	0.16	0.29	0.01	0.28	(0.01)	(0.06)	(0.20)

¹ Ventas base comisión representan volúmenes comercializados sobre una base de comisión. Los ingresos por comisión se incluyen en ventas cuando se devengan.

² El precio promedio realizado se calcula como venta, neto de comisiones ganadas, dividido por el volumen total de ventas de producción propia y comprado

³ Las cifras de 2010 y la información trimestral relacionadas son reportadas de acuerdo con las NIIF ya que la fecha de transición de la compañía de PCGA de Canadá a las NIIF fue el 1 de enero 2010. Estas cifras no han sido reveladas anteriormente. Las cifras de 2009 y los datos trimestrales relacionados se presentan de conformidad con los PCGA de Canadá y no han sido re-expresados de acuerdo con las NIIF.

⁴ La información por acción se calcula utilizando la utilidad neta atribuible a los accionistas de Methanex