

# 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 SEGUNDO TRIMESTRE

**28 de julio 2010**

Para el segundo trimestre de 2010, Methanex informó un EBITDA Ajustado<sup>1</sup> de \$56.6 millones y una utilidad neta de \$11.7 millones (\$0.13 por acción sobre base diluida). Esto se compara con un EBITDA Ajustado de \$81.5 millones y una utilidad neta de \$29.3 millones (\$0.31 por acción sobre base diluida) para el primer trimestre 2010.

El Sr. Bruce Aitken, Presidente y CEO de Methanex comentó, “Un entorno de precio ligeramente inferior y un corte durante dos meses en la planta de Atlas en Trinidad que terminó en el segundo trimestre resultó en menores utilidades en el segundo trimestre en comparación con el trimestre anterior. A pesar que nuestros niveles actuales de producción y de utilidades son decepcionantes, existe un importante potencial de crecimiento de nuestros resultados producto del Proyecto de Egipto cuya puesta en marcha está planificada para finales de este año y de iniciativas conducentes a aumentar la producción en otras plantas.”

El Sr. Aitken agregó, “Las condiciones de la industria del metanol siguen siendo sanas. Aun cuando se ha puesto en marcha nueva capacidad productiva en el último trimestre, algunas plantas productivas de costo más alto se han cerrado y la demanda de metanol ha seguido aumentando alcanzando los niveles más altos de todos los tiempos. Estos factores han traído el equilibrio al mercado y han resultado también en un entorno de precios relativamente estable.”

El Sr. Aitken concluyó, “Con US\$178 millones de efectivo en caja, un sólido balance general, sin obligaciones de refinanciamiento a corto plazo y con una línea de crédito no girada, estamos bien posicionados para seguir invirtiendo en nuestras iniciativas para aumentar la producción.”

Se ha programado una conferencia telefónica para el 29 de julio de 2010 a las 12.00 a.m. EST (9:00 a.m. PST) para revisar los resultados del segundo trimestre. Para acceder a la conferencia telefónica, digite al operador de conferencia Telus diez minutos antes del inicio de la llamada al (416) 695-6616, o gratis al (800) 408-3053. Durante catorce días estará disponible una versión de la conferencia en el (416) 695-5800, o gratis al (800) 408-3053. El número clave de seguridad para la versión grabada es 2486657. Habrá una difusión simultánea de audio de la conferencia, a la que se puede tener acceso desde nuestro sitio Web en [www.methanex.com](http://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](http://www.methanex.com).

## DECLARACIONES DE PROYECCIONES FUTURAS

Este comunicado de prensa del Segundo Trimestre de 2010 contiene declaraciones de proyecciones futuras respecto de nosotros y de la industria química. Refiérase a la *Advertencia sobre Información de Declaraciones Futuras* en la Discusión y Análisis de la Administración del Segundo Trimestre de 2010 adjunto, para mayor información.

---

<sup>1</sup> *EBITDA Ajustado es una medición no GAAPs que no tiene un significado estandarizado prescrito por los principios contables Canadienses generalmente aceptados (GAAP), y por lo tanto, es improbable que pueda ser comparable con mediciones similares presentadas por otras compañías. Refiérase a Información Complementaria - Mediciones Suplementarias no GAAP, incluidos en la Discusión y Análisis de la Administración del Segundo Trimestre de 2010 que se adjunta, para la descripción de cada medición suplementaria no GAAP y la conciliación con la medición GAAP mas comparable.*

-fin-

Para mayor información contactar:

Jason Chesko  
Director, de Relaciones con Inversionistas  
Tel: 604.661.2600

**METHANEX**

A Responsible Care® Company

A Responsible Care® Company

**Reporte Interino**  
**Para los tres meses**  
**terminados**  
**30 de Junio 2010**

2

Al 28 de julio 2010 la Compañía tenía 92.198.367 acciones ordinarias emitidas y vigentes y opciones de acciones a ser ejercidas por 3.701.405 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.

**Información Inversionistas**

Se puede tener acceso a todos los informes financieros, noticias de prensa e información corporativa en nuestro sitio Web [www.methanex.com](http://www.methanex.com).

**Contacto de Información**

Methanex Investor Relations  
 1800 - 200 Burrard Street  
 Vancouver, BC Canadá V6C 3M1

E-mail: [invest@methanex.com](mailto:invest@methanex.com)  
 Methanex Toll-Free:  
 1-800-661-8851

**Agentes de Traspasos & Registros**

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

**DISCUSION Y ANALISIS DE LA ADMINISTRACIÓN DEL SEGUNDO 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 Segundo Trimestre de 2010, de fecha 28 de Julio 2010, deben ser leídos en conjunto con los Estados Financieros Consolidados Anuales del año 2009 y la Discusión y Análisis de la Administración que se incluye en la Memoria Anual de Methanex 2009. La Memoria Anual de Methanex de 2009 y la información adicional relacionada con Methanex están disponibles en SEDAR en [www.sedar.com](http://www.sedar.com) y en EDGAR en [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

	Tres Meses Terminados			Seis Meses Terminados	
	Jun 30 2010	Mar 31 2010	Jun 30 2009	Jun 30 2010	Jun 30 2009
(\$ millones, excepto cuando se indique)					
Producción (miles de tons)	765	967	895	1,732	1,744
Volumen de ventas (miles de toneladas)					
Metanol producido	900	924	941	1,824	1,941
Metanol comprado de terceros	678	604	329	1,282	599
Ventas comprometidas <sup>1</sup>	107	150	161	257	292
Total volumen de ventas	1,685	1,678	1,431	3,363	2,832
Methanex, precio de referencia promedio antes de descuentos (\$ por ton)	330	352	211	341	213
Precio promedio realizado (\$ por ton) <sup>3</sup>	284	305	192	294	196
EBITDA ajustado <sup>4</sup>	56.6	81.5	24.8	138.1	37.9
Flujo de caja de actividades operacionales	37.8	56.6	13.3	94.5	74.3
Flujo de caja de actividades operacionales antes de cambios en capital de trabajo no en efectivo <sup>4</sup>	43.6	77.9	18.1	121.4	18.0
Resultado operacional utilidad (pérdida) <sup>4</sup>	22.7	47.8	(4.0)	70.5	(19.8)
Utilidad (pérdida) neta	11.7	29.3	(5.7)	41.1	(24.1)
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria	0.13	0.32	(0.06)	0.45	(0.26)
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria	0.13	0.31	(0.06)	0.44	(0.26)
Información de acciones ordinarias (millones de acciones):					
Promedio ponderado de acciones ordinarias	92.2	92.1	92.0	92.2	92.0
Promedio ponderado diluido de acciones ordinarias	93.3	93.4	92.0	93.4	92.0
Número de acciones ordinarias en circulación, final del período	92.2	92.2	92.0	92.2	92.0

<sup>1</sup> Ventas comprometidas representa volumen comercializado sobre base comprometida. Este ingreso se incluye en resultados cuando se devenga.

<sup>2</sup> 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](http://www.methanex.com).

<sup>3</sup> El precio promedio realizado se calcula como ventas, neta de comisiones devengadas, dividido por el volumen total de ventas de metanol producido y comprado.

<sup>4</sup> Estos ítems son mediciones no GAAP que no tienen un significado estandarizado de acuerdo a principios de contabilidad generalmente aceptados en Canadá (GAAP) y por lo tanto, es poco probable que se puedan comparar con mediciones similares presentadas por otras empresas. Refiérase a las Mediciones Complementarias no GAAP para una descripción de cada medición no GAAP y una conciliación con la medición GAAP más similar.

## RESUMEN DE PRODUCCION

(miles de tons)	T2 2010 Capacidad <sup>1</sup>	T2 2010 Producción	T1 2010 Producción	T2 2009 Producción	AAF T2 2010 Producción	AAF T2 2009 Producción
Chile I, II, III and IV	950	229	304	252	533	480
Titan	225	224	217	165	441	388
Atlas (63.1% participación)	288	96	238	275	334	479
Nueva Zelanda <sup>2</sup>	225	216	208	203	424	397
	1.688	765	967	895	1.732	1.744

<sup>1</sup> La capacidad de producción de nuestras plantas podrían ser superiores a la capacidad nominal original, ya que a través del tiempo, estas cifras se han ajustado para reflejar eficiencias operativas permanentes en estas instalaciones.

<sup>2</sup> La capacidad de producción de Nueva Zelanda representa sólo 0,9 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 diferir de 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).

### Chile

Seguimos operando nuestras plantas de metanol en Chile muy por debajo de la capacidad instalada. Esto se debe principalmente a reducciones de suministro de gas natural desde Argentina - refiérase a la Discusión y Análisis de la Administración incluido en nuestro Informe Anual 2009 para obtener más información.

Durante el segundo trimestre de 2010 la producción de nuestras plantas de metanol en Chile fue de 229.000 toneladas, comparado con 304.000 toneladas durante el primer trimestre de 2010. La menor producción durante el segundo trimestre de 2010 fue principalmente el resultado de menores entregas de gas natural de la empresa de energía estatal, Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Los menores suministros de gas natural de ENAP durante el segundo trimestre de 2010 se debieron principalmente a la necesidad de ENAP de satisfacer la creciente demanda de gas natural para fines residenciales durante la temporada de invierno en el sur de Chile, los problemas de infraestructura de gas como consecuencia de las condiciones de clima más frío y la disminución de la capacidad de abastecimiento de las plantas existentes. A mediados de diciembre de 2009, basado en el éxito de las iniciativas de desarrollo de gas natural (ver más adelante), nosotros reiniciamos una segunda planta en Chile y durante el primer trimestre de 2010 operamos dos plantas, cada una a aproximadamente el 60% de su capacidad instalada. A principios de abril de 2010, volvimos a operar con una sola planta en Chile, principalmente como resultado de un menor abastecimiento de gas natural de ENAP. Creemos que con una mayor oferta de gas natural después del período de invierno del hemisferio sur, en conjunto con el aumento previsto de suministro de gas natural de los bloques Fell y Dorado Riquelme (ver más adelante), seremos capaces de reiniciar una segunda planta a finales de año.

Nuestra meta es aumentar progresivamente la producción en nuestras plantas en Chile y, finalmente, volver a operar las cuatro 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 el desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Durante los últimos años, hemos proporcionado a Geopark \$56 millones (de los cuales \$16 millones han sido pagados al 30 de Junio 2010) para apoyar y acelerar las actividades de exploración y desarrollo de gas natural de Geopark 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. También estamos trabajando con ENAP para acelerar la exploración y desarrollo de gas natural en el bloque Dorado Riquelme en el sur de Chile y abastecer de gas natural a nuestras plantas productivas en Chile. Bajo este convenio, financiamos una participación del 50% en el bloque y al 30 de Junio 2010 hemos contribuido \$79 millones. Aproximadamente el 70% de la producción total de nuestras plantas en Chile es actualmente producida con gas natural de los bloques Fell y Dorado Riquelme.

Además existen otras actividades de inversión para apoyar a acelerar 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. Nosotros estamos participando

en un consorcio en dos bloques de exploración bajo esta ronda de licitación – en los bloques Tranquilo y Otway. El consorcio comprende Wintershall, GeoPark, y Pluspetrol Chile S.A. (Pluspetrol) cada una con una participación del 25% e International Finance Corporation (IFC), miembro del World Bank Group, y Methanex cada uno con una participación del 12.5%. El operador de ambos bloques es GeoPark. En 2010, los presupuestos aprobados por el consorcio para los dos bloques ascienden a un total de \$37 millones.

Nosotros no podemos asegurar que ENAP, GeoPark u otros tendrán éxito en la exploración y desarrollo de gas natural, o que nosotros obtendremos gas natural adicional de proveedores Chilenos bajo condiciones comercialmente viables.

### **Trinidad**

Nuestra participación en las plantas de metanol de Trinidad representa aproximadamente 2,1 millones de toneladas anuales de producción a costo competitivo. Nuestras plantas de metanol en Trinidad registraron una producción de 320,000 toneladas durante el segundo trimestre de 2010, comparada con 455,000 toneladas en el primer trimestre de 2010. Nuestra participación en la producción de las plantas de Trinidad durante el segundo trimestre de 2010 fue inferior a la capacidad instalada en aproximadamente 190.000 toneladas debido a cortes en nuestras instalaciones de Atlas, que duraron aproximadamente 60 días. Hemos reiniciado las operaciones en las instalaciones de Atlas hacia el final del segundo trimestre de 2010 y la planta está operando actualmente al 100% de su capacidad instalada.

### **Nueva Zelanda**

Nuestras plantas de Nueva Zelanda registraron una producción de 216,000 toneladas durante el segundo trimestre de 2010, comparada con 208.000 toneladas durante el primer trimestre de 2010. Durante el segundo trimestre de 2010, pusimos término a los contratos de gas natural con una serie de proveedores de gas lo que nos permitirá continuar operando la planta de Motunui de 900.000 toneladas hasta finales de 2011 y también nos ofrece opciones aún más allá de 2012 para el gas natural.

Actualmente tenemos 1,4 millones de toneladas por año de capacidad ociosa en Nueva Zelanda, incluyendo una segunda 0,9 millones toneladas anuales de las plantas Motunui y la de 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.

Durante el segundo trimestre de 2010 hemos proporcionado aproximadamente US\$9,5 millones en financiamiento a una empresa de exploración, Kea Exploration. Estos fondos fueron destinados a financiar la

perforación de un pozo en la región de Taranaki en Nueva Zelanda, cerca de nuestras plantas de metanol a cambio de derechos de regalías y los derechos de suministro de gas procedente de una zona determinada a un precio que sea competitivo para nuestras otras plantas en Trinidad, Chile y Egipto. Los resultados preliminares indicaron la presencia de hidrocarburos, pero no a un nivel comercialmente viable en el lugar específicamente perforado. Los resultados preliminares también indican el potencial para acceder a gas natural en la zona a través de desvíos de la perforación del pozo existente. Estamos en el proceso de revisión de los datos y estamos en conversaciones con Kea respecto de trabajos de exploración adicional. No tenemos ningún compromiso de proporcionar financiamiento adicional.

### **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 su conjunto. 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 segundo trimestre de 2010, registramos un EBITDA Ajustado de \$56.6 millones y una utilidad neta de \$11.7 millones (\$0.13 por acción en base diluida). Esto se compara con un EBITDA Ajustado de \$81.5 millones y una utilidad neta de \$29.3 millones (0.31 por acción en base diluida) en el primer trimestre de 2010 y un EBITDA Ajustado de \$24.8 millones y una pérdida neta de \$5.7 millones (\$0.06 pérdida por acción en base diluida) en el segundo trimestre de 2009.

## EBITDA Ajustado

El aumento del EBITDA Ajustado resultó de cambios en lo siguiente:

(\$ millones)	T2 2010 comparado con T1 2010	T2 2010 comparado con T2 2009	AAF T2 2010 comparado con AAF T2 2009
Precio promedio realizado	\$ (33)	\$ 145	\$ 305
Volumen de ventas	4	14	24
Total costos base caja	4	(127)	(229)
	\$ (25)	\$ 32	\$ 100

### Precio promedio realizado

(\$ por ton, excepto cuando se indique lo contrario)	Tres Meses Terminados			Seis Meses Terminados	
	Jun 30 2010	Mar 31 2010	Jun 30 2009	Jun 30 2010	Jun 30 2009
Methanex precio de referencia promedio antes de descuento	330	352	211	341	213
Methanex precio promedio realizado	284	305	192	294	196
Descuento promedio	14%	13%	9%	14%	8%

<sup>1</sup> 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 el Asia Pacífico ponderados por volumen de ventas. En [www.methanex.com](http://www.methanex.com) se encuentra información de precios históricos y vigentes.

Durante el año 2009 y en lo que va del 2010, la demanda mundial de metanol se ha recuperado significativamente de los efectos de la crisis financiera mundial y del débil medio ambiente económico y estimamos que la demanda global ha superado los niveles previos a la recesión y en la actualidad es de aproximadamente 45 millones de toneladas medidos sobre una base anualizada (refiérase a la sección Fundamentos de la Oferta/Demanda en la página 7 para más información). El aumento de la demanda mundial de metanol y la oferta limitada ha conducido a precios más altos de metanol desde la segunda mitad de 2009 y en lo que va del 2010 y en el primer semestre de 2010 los precios han estado relativamente estables. Nuestro precio promedio de referencia antes de descuentos para el segundo trimestre de 2010 fue de \$330 por tonelada en comparación con \$352 por tonelada para el primer trimestre de 2010 y \$211 por tonelada en el segundo trimestre de 2009. Nuestro precio promedio realizado para el segundo trimestre 2010 fue \$284 por tonelada, comparado con \$305 por tonelada en el primer trimestre 2010 y \$192 por tonelada en el segundo trimestre de 2009. Los cambios en nuestro precio promedio realizado en el segundo trimestre de 2010 disminuyeron los ingresos por ventas en \$33 millones comparado con el primer trimestre de 2010 y aumentaron los ingresos por ventas en \$145 millones comparado con el segundo trimestre de 2009. Nuestro precio promedio realizado para los seis meses terminados el 30 de junio 2010 fue de \$ 294 por tonelada en comparación con \$196 por tonelada en el mismo período en 2009 y esto aumentó los ingresos por ventas en \$305 millones.

### Volumen de ventas

El volumen total de ventas de producción propia en el segundo trimestre de 2010 fue de 900.000 toneladas, comparado con la producción total de 765.000 toneladas.

El volumen total de ventas de metanol, excluyendo las ventas a comisiones en el segundo trimestre de 2010 fue mayor comparado con el primer trimestre de 2010 en 50,000 toneladas y esto dio como resultado un mayor EBITDA Ajustado de \$4 millones. El volumen total de ventas de metanol, excluyendo las ventas a comisiones en el segundo trimestre de 2010 y seis meses terminados el 30 de junio de 2010 fueron mayores que los periodos comparables en el 2009 en 308.000 toneladas y 566.000 toneladas respectivamente. Esto dio como resultado un mayor EBITDA Ajustado para el segundo trimestre de 2010 y seis meses finalizados el 30 de junio 2010 en comparación con los mismos periodos en 2009 de \$14 millones y \$24 millones, respectivamente. Hemos aumentado los volúmenes de ventas en 2010 en comparación con 2009 para capturar el crecimiento de la demanda y en antelación del aumento de oferta de metanol de Egipto y Chile.

### **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. 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 una 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 de gas natural y de metanol comprado dependerán de los cambios de precios en el metanol y la programación de los flujos de inventario.

Los costos totales base caja fueron menores en el segundo trimestre de 2010 comparado con el primer trimestre de 2010 en \$4 millones. Los costos del metanol comprado a terceros fueron menores durante el segundo trimestre de 2010 en comparación con el primer trimestre de 2010 en \$16 millones debido principalmente a los efectos de precios del metanol más bajos. Los gastos de venta, generales y administrativos para el segundo trimestre de 2010 en comparación con el primer trimestre de 2010 fueron menores en \$12 millones como consecuencia de un menor gasto de compensación basada en acciones. Los gastos de compensación basados en acciones fueron menores en el segundo trimestre de 2010 en comparación con el primer trimestre de 2010 en \$8 millones como consecuencia del impacto de cambios en la cotización de nuestras acciones y menores en \$4 millones como consecuencia del reconocimiento inmediato de la compensación basada en acciones emitidas a los empleados con derecho a jubilar en el primer trimestre de 2010. Los costos de gas natural en las ventas de metanol de producción propia en el segundo trimestre de 2010 en comparación con el primer trimestre de 2010 fueron superiores en \$7 millones, principalmente como resultado de la programación de los flujos de inventario. El metanol comprado representa una proporción mayor de nuestros volúmenes de ventas totales para el segundo trimestre de 2010 en comparación con el primer trimestre de 2010 y esto dio lugar a mayores costos base caja por aproximadamente \$9 millones. Los costos fijos de producción no absorbidos fueron más altos en el segundo trimestre de 2010 en comparación con el primer trimestre de 2010 en \$6 millones como resultado del tiempo de inactividad no planificado en nuestras plantas en Atlas y la menor producción en nuestras plantas en Chile durante el segundo trimestre (ver la sección Resumen de Producción página 2 para más información). Los costos del transporte marítimo fueron mayores para el segundo trimestre de 2010 en comparación con el primer trimestre de 2010 en \$2 millones, como resultado principalmente del impacto de los cambios en las rutas de navegación.

Los costos totales base caja en el segundo trimestre de 2010 y seis meses terminados el 30 de junio 2010 fueron superiores a los períodos comparables en 2009 en \$127 millones y \$229 millones, respectivamente. Los costos de gas natural en las ventas de metanol de producción propia y otros gastos fueron mayores durante el segundo trimestre de 2010 y seis meses terminados el 30 de junio 2010 que los períodos comparables en el 2009 en \$38 millones y \$51 millones, respectivamente, como resultado principalmente del impacto de los mayores precios del metanol. Los costos del metanol comprado a terceros fueron mayores como consecuencia del impacto de los precios más altos del metanol para el segundo trimestre de 2010 y seis meses terminados el 30 de junio 2010 en comparación con los mismos períodos en 2009 y esto dio lugar a mayores costos base caja de \$65 millones y \$127 millones, respectivamente. El metanol comprado representa una proporción mayor de nuestros volúmenes de ventas totales en el segundo trimestre de 2010 y seis meses terminados el 30 de junio 2010 en comparación con los períodos comparables en 2009 y esto dio lugar a mayores costos base caja en aproximadamente \$15 millones y \$29 millones, respectivamente. Los costos de flete marítimo y otros costos logísticos fueron mayores para el segundo trimestre de 2010 y seis meses terminados el 30 de junio 2010 en comparación con los mismos períodos en 2009 en \$6 millones y \$15 millones, respectivamente, como resultado del impacto de los cambios en las rutas de navegación, mayores costos del combustible y menores márgenes generales. Los gastos de ventas, generales y administrativos fueron menores en el segundo trimestre de 2010 en comparación con el segundo trimestre de 2009 en \$2 millones como resultado del impacto de los cambios en la cotización de las acciones en los gastos de compensación basadas en acciones. Los costos fijos no absorbidos fueron mayores en el segundo trimestre de 2010 en comparación con el segundo trimestre de 2009 en \$5 millones, como resultado principalmente del paro de producción de nuestras instalaciones de Atlas y la menor producción en nuestras plantas en Chile durante el segundo trimestre de 2010. Los gastos de venta, generales y administrativos fueron mayores en los seis meses terminados el 30 de junio 2010 en comparación con el mismo período en 2009 en \$7 millones, como resultado principalmente del impacto de los cambios en el precio de las acciones en gastos de compensación basada en acciones, así como también gastos administrativos más altos.

## Depreciación y Amortización

La depreciación y amortización ascendió a \$34 millones en el segundo trimestre de 2010, comparado con \$34 millones en el primer trimestre de 2010 y \$29 millones en el segundo trimestre de 2009. El aumento en los gastos de depreciación y amortización en el segundo trimestre de 2010 comparado con el segundo trimestre de 2009 se debió principalmente a cargos relacionados con el agotamiento de nuestra inversión en activos de petróleo y gas en Chile. Los cargos por agotamiento registrados en resultados en el segundo trimestre de 2010 fueron de aproximadamente \$4 millones en comparación con \$4 millones para el primer trimestre de 2010 y cero para el segundo trimestre de 2009. Al recibir la aprobación final del gobierno de Chile en el tercer trimestre de 2009, adoptamos la metodología de reconocimiento total del costo para contabilizar los costos de exploración de petróleo y gas asociado con nuestra participación del 50% en el bloque Dorado Riquelme en el sur de Chile (refiérase a la sección Resumen de Producción en la página 2 para obtener más información). Bajo estas normas de contabilidad, las inversiones en efectivo en el bloque se capitalizan inicialmente y luego se registran en resultados a través de cargos por agotamiento sin movimiento de efectivo, a medida que se produce el gas natural del bloque.

## Gastos Financieros

	Tres Meses Terminados			Seis Meses Terminados	
	Jun 30 2010	Mar 31 2010	Jun 30 2009	Jun 30 2010	Jun 30 2009
(\$ millones)					
Gastos financieros antes de intereses capitalizado	\$ 15	\$ 15	\$ 15	\$ 31	\$ 29
Menos intereses capitalizados	(9)	(9)	(8)	(19)	(15)
<b>Gastos financieros</b>	<b>\$ 6</b>	<b>\$ 6</b>	<b>\$ 7</b>	<b>\$ 12</b>	<b>\$ 14</b>

Los intereses capitalizados corresponden a costos de intereses capitalizados durante la construcción de la planta de metanol de 1,3 millones toneladas anuales en Egipto.

## Intereses y Otros Ingresos

	Tres Meses Terminados			Seis Meses Terminados	
	Jun 30 2010	Mar 31 2010	Jun 30 2009	Jun 30 2010	Jun 30 2009
(\$ millones)					
<b>Intereses y otros ingresos (gastos)</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 1</b>	<b>\$ 2</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ (2)</b>

Los intereses y otros ingresos en el segundo trimestre de 2010 ascendieron a cero comparado con \$1 en el primer trimestre de 2010 y \$2 millones en el segundo trimestre de 2009.

## Impuesto a la Renta

En el segundo trimestre de 2010 registramos un gasto por impuesto de \$4.7 millones en comparación con un gasto por impuesto de \$12.6 millones en el primer trimestre de 2010 y una recuperación de impuesto de \$3.3 millones en el segundo trimestre de 2009. La tasa efectiva de impuesto en el segundo trimestre de 2010 fue de aproximadamente 29% en comparación con aproximadamente 30% en el primer trimestre de 2010 y 36% en el segundo trimestre de 2009.

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 el año 2009 y en lo que va del 2010, la demanda mundial de metanol se ha recuperado significativamente de los efectos de la crisis financiera mundial y del débil medio ambiente económico y estimamos que la demanda global ha superado los niveles previos a la recesión y que en la actualidad es de aproximadamente 45 millones de toneladas medido sobre una base anualizada. El aumento de la demanda ha sido tanto en derivados tradicionales como derivados de energía en Asia (sobre todo en China). También hemos visto una cierta mejora 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 de 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 entró en vigencia el 01 de diciembre 2009, y esperamos una M15 (o el 15% de metanol) norma nacional, que sea liberada posteriormente en el año 2010. Creemos que la demanda potencial por derivados de energía será más fuerte en un entorno de precios más alto de la energía.

Además de la mejora de la demanda, durante el último año hemos visto una escalada de los costos de materia prima para algunos productores y algunos cierres de plantas de alto costo y ha habido también un número de interrupciones planificadas y no planificadas en toda la industria. El aumento de la demanda y la oferta limitada ha conllevado a aumentos de precios de metanol durante la segunda mitad de 2009 y en lo que va en el 2010, y en el primer semestre de 2010 los precios han estado relativamente estables. Nuestro precio de referencia promedio antes de descuentos en el segundo trimestre de 2010 fue de \$330 por tonelada, en comparación con un precio promedio de \$352 por tonelada en el primer trimestre de 2010.

Dos nuevas plantas de escala mundial (en Brunei y Omán) con una capacidad productiva combinada total de 1,9 millones de toneladas se pusieron en marcha en el último trimestre. Existen también otras dos plantas que se espera inicien su puesta en marcha más adelante en 2010, incluida nuestra planta de 1,3 millones toneladas anuales en Egipto, que esperamos comience su producción en el cuarto trimestre de 2010. Esperamos que la puesta en marcha de esta nueva planta pudiera conducir a cierta volatilidad a corto plazo en los precios del metanol. Con la salvedad de estas cuatro nuevas plantas, (con una capacidad productiva total de 4,0 millones de toneladas por año) no hay adiciones de nuevas capacidades productivas fuera de China en los próximos años, con excepción de una planta de 0,7 millones toneladas en Azerbaiyán, que esperamos impactará al mercado en 2012.

## LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

El flujo de efectivo proveniente de actividades operacionales antes de cambios en capital de trabajo en el segundo trimestre de 2010 fue de \$44 millones comparado con \$78 millones en el primer trimestre 2010, y \$18 millones en el segundo trimestre de 2009. El cambio en los flujos de efectivo para el segundo trimestre de 2010 en comparación con en el primer trimestre 2010 y el segundo trimestre de 2009 es producto principalmente de los cambios en los niveles de utilidades.

Durante el segundo trimestre de 2010, pagamos dividendos trimestrales de \$0.155 por acción o \$14 millones.

Estamos construyendo una planta de metanol de 1,3 millones de toneladas al año en Egipto. Esperamos que las operaciones de esta planta de metanol comiencen en el cuarto trimestre de 2010 lo que significa varios meses de retraso en comparación con lo previsto. Una serie de pequeños desafíos han retrasado la puesta en marcha del proyecto, sin embargo creemos que estos están siendo progresivamente resueltos y confiamos en que la planta de metanol de Egipto será una adición de alta calidad a nuestra cadena de suministro global. Tenemos una participación del 60% en Egyptian Methanex Methanol Company S.A.E. ("EMethanex"), que es la empresa que está desarrollando el proyecto y nosotros comercializaremos el 100% del metanol producido en esta planta. Esta inversión en EMethanex se contabiliza bajo las normas de consolidación. Esto resulta en incluir el 100% de los activos y pasivos de EMethanex en nuestros estados financieros. La participación de los otros inversionistas en este proyecto se presenta como "interés minoritario". Durante el segundo trimestre de 2010, los costos totales de construcción, planta y equipo fueron de \$14 millones. EMethanex tiene financiamiento con garantías limitadas por un monto de \$530 millones.

### Methanex Precios Regionales de Referencia Sin Descuentos <sup>1</sup>

(US\$ por ton)	Jul 2010	Jun 2010	May 2010	Abr 2010
Estados Unidos	349	349	333	366
Europa <sup>2</sup>	321	305	315	338
Asia	310	310	310	345

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

<sup>2</sup> €255 para T3 2010 (T2 2010 – €250) convertido a dólares de los Estados Unidos.

Al 30 de junio 2010 se ha girado un total de \$500 millones y durante el segundo trimestre 2010 se giraron \$6 millones. Al 30 de junio 2010, el total de contribuciones de capital pendientes para completar el proyecto, incluidos los intereses capitalizados relacionados con el financiamiento del proyecto, con la exclusión de capital de trabajo, se estiman en aproximadamente \$65 millones. Nuestra participación del 60% de estas contribuciones de capital, es de aproximadamente \$40 millones y esperamos financiar estas contribuciones con efectivo generado por las operaciones y dinero en efectivo disponible.

Tenemos un acuerdo con ENAP para acelerar la exploración y desarrollo de gas natural en el bloque de exploración de hidrocarburos Dorado Riquelme en el sur de Chile. Bajo este acuerdo, nosotros financiamos una participación del 50% en el bloque, para lo cual hemos contribuido \$79 millones a la fecha. Nosotros esperamos efectuar contribuciones adicionales dentro de los próximos años con el objeto de realizar plenamente el potencial del bloque. Estas contribuciones se basaran en los presupuestos anuales establecidos por ENAP y Methanex, de conformidad con el Acuerdo de Operación Conjunta que rige este desarrollo.

También tenemos un acuerdo con GeoPark bajo el cual hemos proporcionado \$56 millones de financiamiento, de los cuales GeoPark ha reembolsado \$16 millones al 30 de junio 2010, para apoyar y acelerar las actividades de desarrollo y exploración de gas natural de GeoPark en el sur de Chile.

Nosotros operamos en una industria de productos básicos altamente competitiva y creemos que es apropiado mantener un balance general conservador y retener flexibilidad financiera. Nuestro saldo de efectivo disponible al 30 de junio de 2010 fue de \$178 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, paralizaciones programadas de plantas y cambios de catalizadores para las operaciones existentes, se estima actualmente que ascendería a \$65 millones, aproximadamente, para el período y hasta fines del 2011.

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

## PERSPECTIVA A CORTO PLAZO

Entrando en el tercer trimestre de 2010, nuestros inventarios de productos de producción propia a finales del segundo trimestre de 2010

son inferiores en 135.000 toneladas, en comparación con el primer trimestre de 2010 del año debido a la paralización de 60 días de nuestra planta Atlas (consulte la sección Resumen de la Producción página 2 para más información). Como resultado, esto probablemente conducirá a menores volúmenes de ventas de productos de producción propia y mayores costos de ventas en el tercer trimestre de 2010 en comparación con el segundo trimestre de 2010.

Los fundamentos de oferta y demanda de metanol han estado suficientemente equilibrados y esto ha resultado en un entorno de precios relativamente estable durante el primer semestre de 2010. La demanda tanto en derivados tradicionales como los derivados de la energía en Asia ha sido fuerte y ha habido una cierta recuperación de la demanda por derivados tradicionales en otras regiones.

Durante el segundo trimestre de 2010, dos nuevas plantas de escala mundial (en Brunei y Omán) con una capacidad productiva combinada total de 1,9 millones de toneladas iniciaron producción. Existen también otras dos plantas de escala mundial que se espera su puesta en marcha más adelante en 2010, incluida nuestra planta de 1,3 millones toneladas anuales de Egipto, que esperamos comience la producción en el cuarto trimestre de 2010. Esperamos que la puesta en marcha de esta nueva planta pudiera conducir a cierta volatilidad en los precios de metanol en el corto plazo.

Con la excepción de estas cuatro nuevas plantas, no hay nuevas adiciones de capacidad productiva prevista fuera de China en los próximos años, con la excepción de una planta de 0,7 millones toneladas en Azerbaiyán, que esperamos se incorpore al mercado en 2012. Con el inicio previsto de la planta de metanol de Egipto e iniciativas para aumentar la producción en Chile y en otros centros de producción, creemos que estamos bien posicionados para mejorar significativamente nuestra capacidad de generación de caja y utilidades.

La clasificación de solvencia para nuestros pagarés no garantizados al 30 de Junio 2010 fue la siguiente:

Standard & Poor's Rating Services	BBB- (negativo)
Moody's Investor Services	Ba1 (estable)

*Las clasificaciones de solvencia no constituyen recomendaciones para comprar, mantener o vender valores y no analizan los precios de mercado o conveniencia para un inversionista determinado. No existe ninguna seguridad que estas clasificaciones seguirán vigentes durante un periodo determinado o que sean revisadas o totalmente revocadas por una agencia de clasificación a futuro.*

El precio del metanol en última instancia dependerá de la fortaleza de la economía mundial, las tasas de operación de la industria, los precios mundiales de la energía, 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 bajos costos, 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 30 de Junio de 2010, no se hicieron cambios que hayan afectado materialmente, o que sea razonablemente probable que afecten materialmente nuestro sistema de control interno sobre los reportes financieros.

## **CONVERGENCIA A NORMAS INTERNACIONALES DE REPORTES FINANCIEROS (IFRS)**

En febrero 2008, el Comité de Normas Contables de Canadá (Canadian Accounting Standards Board) confirmó el 1 de enero 2011 como la fecha oficial de convergencia para que las empresas públicas Canadienses comiencen la adopción de las Normas Internacionales de Contabilidad (IFRS), según las han emitido el International Accounting Standards Board (IASB). Las IFRS usan un marco conceptual similar a los GAAPs canadienses, pero existen diferencias significativas en cuanto al reconocimiento, medición y divulgación.

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

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

Hemos desarrollado un plan para convertir nuestros estados financieros consolidados a IFRS en la fecha de convergencia 1 de enero de 2011, con resultados financieros comparativos de 2010. El plan de convergencia de las IFRS aborda el impacto de las IFRS sobre las políticas contables y las decisiones de implementación, la infraestructura, las actividades comerciales, y actividades de control. Para una discusión detallada de los elementos claves y las actividades del plan de convergencia, vea la sección Cambios Previstos a Principios Contables Canadienses Generalmente Aceptados del informe de Discusión y Análisis de la Administración en nuestro informe anual 2009. Una actualización del estado de estas actividades es el siguiente:

### Políticas contables y decisiones de implementación

En el primer semestre de 2010, hemos seguido revisando nuestra selección de políticas contables IFRS con nuestros auditores para asegurar una interpretación consistente de las IFRS en áreas claves. Hemos desarrollado estimaciones preliminares de los ajustes a los estados financieros en la convergencia a las IFRS. En la segunda mitad de 2010, todos los cambios de políticas contables producto de la convergencia a las IFRS y los correspondientes ajustes a los estados financieros serán objeto de revisión por la alta dirección, el Comité Directivo de las IFRS y en última instancia una revisión final y aprobación por el Comité de Auditoría, Finanzas y de Riesgos del Directorio. Para un mayor análisis sobre los cambios de políticas contables que la administración considera más importantes para la Compañía, así como un análisis de las exenciones opcionales disponibles bajo IFRS 1, Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Informes Financieros, que la Compañía actualmente tiene la intención de elegir en la convergencia a IFRS, vea la sección Cambios Previstos a Principios Contables Canadienses Generalmente Aceptados del informe de Discusión y Análisis de la Administración en nuestro informe anual 2009.

### Infraestructura: experiencia de informes financieros

Seguimos proporcionando capacitación y actualización para los empleados claves, la alta dirección, el Comité de Auditoría, Riesgos y Finanzas, y al Directorio sobre la aplicación de las IFRS, las políticas contables y el correspondiente impacto en nuestros estados financieros consolidados.

### Infraestructura: Tecnología de la información y sistemas de datos

Hemos evaluado el impacto sobre los requerimientos de sistemas para la convergencia y los períodos posteriores a la convergencia. No anticipamos un impacto significativo en las aplicaciones derivadas de la transición a las IFRS.

#### Actividades mercantiles: requerimientos de convenios financieros

Los requerimientos de convenios financieros en nuestras relaciones de financiamiento se miden sobre la base de los PCGA canadienses vigentes al inicio de las diversas relaciones, y la convergencia a las IFRS por lo tanto no tendrá ningún impacto en nuestros requerimientos actuales de financiamiento. Nosotros desarrollaremos un proceso para compilar nuestros resultados financieros sobre una base histórica PCGA de Canadá y supervisar los requerimientos de convenios financieros a través de la conclusión de nuestras relaciones financieras actuales.

#### Actividades mercantiles: Acuerdos de compensación

Hemos identificado políticas de compensación que se basan en indicadores derivados de los estados financieros. En el segundo semestre de 2010, vamos a trabajar con el departamento de recursos humanos de la empresa y el Comité de Recursos Humanos del Directorio para garantizar que los sistemas de indemnización incorporan los resultados de las IFRS, de conformidad con los principios generales de compensación de la Compañía.

#### Actividades de control: Control interno sobre los informes financieros

Hemos identificado los cambios de procesos contables requeridos que resultan de la aplicación de las políticas contables IFRS; no se prevé que estos cambios sean significativos. En el Segundo semestre de 2010, completaremos el diseño, implementación y documentación de los controles internos sobre los cambios en los procesos contables que resultan de la aplicación de políticas contables IFRS.

#### Actividades de Control: Controles y procedimientos de revelaciones

Hemos seguido proporcionando actualizaciones de las IFRS en los documentos de información trimestral y anual. Todos los cambios de políticas contables de la convergencia a las IFRS y los correspondientes ajustes a los estados financieros serán objeto de revisión por parte de la alta dirección, el Comité Directivo de las IFRS y en última instancia la revisión final y aprobación por el Comité de Auditoría, Finanzas y de Riesgos del Directorio.

Estamos progresando según el calendario previsto y seguimos dentro del tiempo planificado para la finalización del proyecto en 2011. Vamos a continuar proporcionando actualizaciones sobre el estado del proyecto y su impacto en los informes financieros en nuestros informes trimestrales y anuales de Discusión y Análisis de la Administración durante todo el período de convergencia hasta el 01 de enero 2011.

### **INFORMACION ADICIONAL –MEDICIONES NO-GAAP COMPLEMENTARIAS**

Además de proporcionar mediciones preparadas de acuerdo con principios contables generalmente aceptados en Canadá (GAAP Canadiense), presentamos ciertas mediciones complementarias no GAAP. Estas son EBITDA Ajustado, resultado operacional y flujos de efectivo de actividades operacionales antes de cambios en el capital de trabajo sin movimientos de fondos. Estas mediciones no tienen un significado estandarizado estipulado por GAAP Canadiense y, por lo tanto, es improbable que sean comparables con mediciones similares presentadas por otras compañías. Creemos que estas mediciones son útiles para evaluar el desempeño de la operación y liquidez del negocio de la Compañía. Estas mediciones deberían considerarse además de, y no como sustituto de, resultado neto, flujo de caja y otras mediciones de desempeño financiero y liquidez informados de acuerdo con GAAP Canadiense.

## EBITDA Ajustado

Esta medición complementaria no GAAP 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 GAAPs, 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, programas de compensación para los empleados basados en acciones, otros ítems sin movimiento de caja, gastos financieros, intereses y otros ingresos (gastos) e impuesto a la renta corriente.

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

(\$ miles)	Tres Meses Terminados			Seis Meses Terminados	
	Jun 30 2010	Mar 31 2010	Jun 30 2009	Jun 30 2010	Jun 30 2009
<b>Flujo de efectivo de actividades operacionales</b>	<b>\$ 37,847</b>	<b>\$ 56,646</b>	<b>\$ 13,331</b>	<b>\$ 94,493</b>	<b>\$ 74,277</b>
<b>Más (menos):</b>					
Cambios en capital de trabajo sin movmiento	5,725	21,206	4,814	26,931	(56,237)
Otros desembolsos en efectivo	960	3,162	4,477	4,122	10,991
Compensaciones en acciones recuperación (	2,865	(9,980)	(1,453)	(7,115)	(3,327)
Otros ítems sin movimiento de efectivo	(2,099)	(2,202)	(2,592)	(4,301)	(5,043)
Gastos financieros	5,947	6,389	6,972	12,336	14,531
Intereses y otros ingresos (gastos)	312	(526)	(1,903)	(214)	1,678
Impuesto a la renta	5,078	6,794	1,135	11,872	1,040
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>\$ 56,635</b>	<b>\$ 81,489</b>	<b>\$ 24,781</b>	<b>\$ 138,124</b>	<b>\$ 37,910</b>

## Resultado Operacional y Flujo de Efectivo de Actividades Operacionales antes de Capital de Trabajo sin movimiento de fondos

El resultado operacional y el flujo de efectivo de actividades operacionales antes de cambios en el capital de trabajo sin movimiento de fondos son conciliados con mediciones conforme a GAAP Canadiense en nuestro estado consolidado de resultados y estado consolidado de flujo de efectivo, respectivamente.

## INFORMACIÓN FINANCIERA TRIMESTRAL (NO AUDITADA)

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

(\$ miles, excepto montos por acción)	Tres Meses Terminados			
	Jun 30 2010	Mar 31 2010	Dic 31 2009	Sep 30 2009
Ventas	\$ 448,543	\$ 466,706	\$ 381,729	\$ 316,932
Utilidad (pérdida) neta	11,736	29,320	25,718	-831
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria	0.13	0.32	0.28	(0.01)
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria	0.13	0.31	0.28	(0.01)

(\$ miles, excepto montos por acción)	Tres Meses Terminados			
	Jun 30 2009	Mar 31 2009	Dic 31 2008	Sep 30 2008
Ventas	\$ 245,501	\$ 254,007	\$ 408,384	\$ 569,876
Utilidad (pérdida) neta	-5,743	-18,406	-3,949	70,045
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria	(0.06)	(0.20)	(0.04)	0.75
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria	(0.06)	(0.20)	(0.04)	0.74

## DECLARACIONES CON PROYECCIONES FUTURAS

Esta Discusión y Análisis de la Administración ("MD&A") del Segundo Trimestre 2010, así como los comentarios formulados durante la conferencia telefónica con inversionistas del Segundo Trimestre de 2010, 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,
- tasas de producción esperadas de nuestras plantas, incluyendo la nueva planta de metanol en Egipto planificada para iniciar sus actividades en el cuarto trimestre de 2010,
- niveles esperados de suministro de gas natural a nuestras plantas,
- capitales comprometidos por terceros hacia exploración futura de gas natural en Chile y Nueva Zelanda, resultados previstos de la exploración de gas natural en Chile y Nueva Zelanda y el calendario de la misma,
- gastos de capital esperado y fuentes futuras de financiamiento de esos gastos de capital, Incluyendo gastos de capital para apoyar la exploración y desarrollo de gas natural en Chile y Nueva Zelanda,
- costos de operación esperados, incluyendo la materia prima de gas natural y los costos de logística,
- tasas de impuesto esperadas,
- flujos de caja esperados y capacidad de generación de ingresos,
- fecha de término prevista, y costos para completar nuestro proyecto de metanol en 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), y
- acciones esperadas de los gobiernos, proveedores de gas, los juzgados y tribunales, o de terceros, incluidos el establecimiento por el gobierno chino de nuevas normas para la mezcla de combustible.

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,
- tasas de producción de nuestras plantas, incluyendo la nueva planta de metanol en Egipto planificada para iniciar actividades en 2010,
- éxito de la exploración de gas natural en Chile y Nueva Zelanda,
- recepción de consentimientos o aprobaciones de terceros, incluyendo sin limitación, aprobaciones gubernamentales en relación con derechos de exploración de gas natural, derechos de comprar gas natural, o el establecimiento de nueva normativa para combustibles,
- costos de operación incluyendo materia prima de gas natural y costos de logística, costos de capital, tasas de impuesto, flujos de efectivo, tasa de cambio y tasas de interés ,
- fecha de término y costo de nuestro proyecto de metanol en Egipto,
- 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 limitación:

- las condiciones en la industria del metanol y otras industrias, incluyendo las fluctuaciones en la oferta, la demanda y el precio de metanol y sus derivados, incluyendo la demanda de metanol para usos energéticos,
- el precio del gas natural, petróleo y derivados del petróleo,
- el éxito de la exploración de gas natural y las actividades de desarrollo en el sur de Chile y Nueva Zelanda y nuestra habilidad para obtener cualquier cantidad de gas adicional en esas regiones o en otras regiones en términos comercialmente aceptables,
- la fecha de puesta en marcha y el costo para completar nuestro nuevo proyecto de metanol de joint venture en Egipto,
- la habilidad de llevar a cabo iniciativas y estrategias corporativas exitosamente,
- acciones de los competidores y proveedores,
- acciones de los gobiernos y las autoridades gubernamentales incluyendo la implementación de políticas y otras medidas por el gobierno de China u otros gobiernos que podrían tener un impacto en la 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 2009 y en esta Discusión y Análisis de la Administración del Segundo Trimestre 2010.

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

## 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 interés, impuestos, depreciaciones y amortización (EBITDA Ajustado) (ver Mediciones Complementarias No GAAP en la página 11 para una conciliación de mediciones más comparable con GAAP), depreciación y amortización, 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 de venta, se calcula como la diferencia de un período a otro del precio de venta del metanol, multiplicado por el volumen total de ventas de metanol del período actual, excluyendo volumen de ventas en base a comisiones, más la diferencia de ventas en base a comisiones de un período a otro.

**COSTO** 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 período 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 costes de transporte.

**VOLUMEN** El cambio en EBITDA Ajustado como resultado de cambios en el volumen de ventas se calcula como la diferencia de un período 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 Resultado Consolidados (no auditado)**  
(miles de dólares, excepto número de acciones ordinarias)

	Tres Meses Terminados		Seis Meses Terminados	
	Jun 30 2010	Jun 30 2009	Jun 30 2010	Jun 30 2009
<b>Ventas</b>	<b>\$ 448,543</b>	<b>\$ 245,501</b>	<b>\$ 915,249</b>	<b>\$ 499,508</b>
<b>Costo de ventas y gastos operacionales</b>	<b>391,908</b>	<b>220,720</b>	<b>777,125</b>	<b>461,598</b>
<b>Depreciación y amortización</b>	<b>33,897</b>	<b>28,752</b>	<b>67,630</b>	<b>57,673</b>
<b>Resultado operacional antes de los siguientes ítemes</b>	<b>22,738</b>	<b>(3,971)</b>	<b>70,494</b>	<b>(19,763)</b>
<b>Intereses financieros (nota 6)</b>	<b>(5,947)</b>	<b>(6,972)</b>	<b>(12,336)</b>	<b>(14,531)</b>
<b>Intereses y otros ingresos (gastos)</b>	<b>(312)</b>	<b>1,903</b>	<b>214</b>	<b>(1,678)</b>
<b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>16,479</b>	<b>(9,040)</b>	<b>58,372</b>	<b>(35,972)</b>
<b>Impuesto (gasto) recuperación:</b>				
Corriente	<b>(5,078)</b>	<b>(1,135)</b>	<b>(11,872)</b>	<b>(1,040)</b>
Diferido	<b>335</b>	<b>4,432</b>	<b>(5,444)</b>	<b>12,863</b>
	<b>(4,743)</b>	<b>3,297</b>	<b>(17,316)</b>	<b>11,823</b>
<b>Utilidad (pérdida) neta</b>	<b>\$ 11,736</b>	<b>\$ (5,743)</b>	<b>\$ 41,056</b>	<b>\$ (24,149)</b>
<b>Utilidad (pérdida) neta por acción ordinaria:</b>				
Básica	<b>\$ 0.13</b>	<b>\$ (0.06)</b>	<b>\$ 0.45</b>	<b>\$ (0.26)</b>
Diluida	<b>\$ 0.13</b>	<b>\$ (0.06)</b>	<b>\$ 0.44</b>	<b>\$ (0.26)</b>
<b>Promedio ponderado de acciones ordinarias vigentes:</b>				
Básica	<b>92,185,997</b>	<b>92,040,569</b>	<b>92,157,320</b>	<b>92,031,933</b>
Diluida	<b>93,316,383</b>	<b>92,040,569</b>	<b>93,364,465</b>	<b>92,031,933</b>
<b>Número de acciones ordinarias vigentes al final del periodo</b>	<b>92,196,732</b>	<b>92,041,242</b>	<b>92,196,732</b>	<b>92,041,242</b>

*Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.*

**Methanex Corporation**  
**Balance General Consolidado** (no auditado)  
(miles de dólares)

	Jun 30 2010	Dec 31 2009
<b>ACTIVOS</b>		
<b>Activos circulantes:</b>		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 177,915	\$ 169,788
Cuentas por cobrar	271,978	257,418
Inventarios	166,386	171,554
Gastos pagados por anticipado	17,853	23,893
	634,132	622,653
Activo fijo (nota 3)	2,204,630	2,183,787
Otros activos	112,441	116,977
	<b>\$ 2,951,203</b>	<b>\$ 2,923,417</b>
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>		
<b>Pasivos circulantes:</b>		
Cuentas por pagar y provisiones	\$ 208,944	\$ 232,924
Porción del corto plazo de obligaciones a largo plazo (nota 5)	47,023	29,330
Porción del corto plazo de otros pasivos a largo plazo	9,447	9,350
	265,414	271,604
Obligaciones a largo plazo (nota 5)	895,441	884,914
Otras obligaciones a largo plazo	109,023	97,185
Impuestos diferidos	305,954	300,510
Interés minoritario	135,927	133,118
<b>Patrimonio:</b>		
Capital	429,015	427,792
Excedente aportado	27,924	27,007
Utilidades retenidas	818,639	806,158
Otras pérdidas integrales acumuladas	(36,134)	(24,871)
	1,239,444	1,236,086
	<b>\$ 2,951,203</b>	<b>\$ 2,923,417</b>

*Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.*

**Methanex Corporation**

**Estados Movimiento Patrimonio Consolidado** (no auditado)  
(miles de do dólares), excepto número de acciones ordinarias)

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

	Tres Meses Terminados		Seis Meses Terminados	
	Jun 30	Jun 30	Jun 30	Jun 30
	2010	2009	2010	2009
<b>FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERACIONALES</b>				
Utilidad (pérdida) neta	\$ 11,736	\$ (5,743)	\$ 41,056	\$ (24,149)
Agregar (deducir):				
Depreciación y amortización	33,897	28,752	67,630	57,673
Impuesto diferido	(335)	(4,432)	5,444	(12,863)
Compensaciones basadas en acciones gastos (recuperación)	(2,865)	1,453	7,115	3,327
Otros	2,099	2,592	4,301	5,043
Otros pagos de efectivo, incluye compensaciones en acciones	(960)	(4,477)	(4,122)	(10,991)
Flujo de efectivo de actividades operacionales antes de los siguientes	43,572	18,145	121,424	18,040
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo (nota 10)	(5,725)	(4,814)	(26,931)	56,237
	37,847	13,331	94,493	74,277
<b>FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES FINANCIERAS</b>				
Pagos de dividendos	(14,290)	(14,266)	(28,575)	(28,533)
Fondos de obligaciones con garantías limitadas	5,500	60,000	37,100	105,000
Contribuciones de capital interés minoritario	4,513	13,497	10,317	28,772
Pagos de obligaciones con garantías limitadas	(7,328)	(7,328)	(7,641)	(7,641)
Fondos provenientes de emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	218	16	897	54
Pago de otras obligaciones a largo plazo	(1,529)	(1,271)	(10,593)	(3,688)
	(12,916)	50,648	1,505	93,964
<b>FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSION</b>				
Activo fijo	(14,683)	(14,528)	(27,172)	(31,427)
Egipto Planta en construcción	(17,886)	(90,024)	(41,984)	(175,893)
Activos Peróleo y Gas	(5,810)	(3,111)	(15,136)	(11,200)
GeoPark, financiamiento, neto de repagos	2,052	1,129	4,981	3,114
Cambios en cuentas de reservas obligaciones proyecto	-	(2,556)	-	5,044
Otros activos	(9,498)	(43)	(9,498)	(2,454)
Cambios en capital de trabajo sin movimientos de fondos (nota 10)			938	(6,255)
	(43,319)	(99,273)	(87,871)	(219,071)
Aumento (disminución) en efectivo y efectivo equivalente	(18,388)	(35,294)	8,127	(50,830)
Efectivo y efectivo equivalente, inicio del periodo	196,303	312,894	169,788	328,430
Efectivo y efectivo equivalente, término del periodo	\$ 177,915	\$ 277,600	\$ 177,915	\$ 277,600
<b>INFORMACION SUPLEMENTARIA FLUJO DE EFECTIVO</b>				
Intereses pagados	\$ 4,571	\$ 4,305	\$ 27,930	\$ 24,663
Impuestos pagados, neto de devoluciones	\$ 2,798	\$ 1,955	\$ 6,211	\$ 7,719

*Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.*

**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	Otros Ingresos (pérdidas) Integrales Acumulados	Total Patrimonio
<b>Saldos 31 de Diciembre 2008,</b>	92,031,392	\$ 427,265	\$ 22,669	\$ 862,507	\$ (24,025)	\$ 1,288,416
<b>Resultado neto</b>	-	-	-	738	-	738
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	4,440	-	-	4,440
Emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	76,850	425	-	-	-	425
Reclasificación de fecha de otorgamiento, valor justo al ejercicio	-	102	(102)	-	-	-
de opciones sobre acciones	-	-	-	(57,087)	-	(57,087)
<b>Dividendos pagados</b>	-	-	-	-	(846)	(846)
<b>Otros ingresos ítegrales</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Saldos 31 de Diciembre 2009</b>	92,108,242	427,792	27,007	806,158	(24,871)	1,236,086
<b>Resultado neto</b>	-	-	-	29,320	-	29,320
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	682	-	-	682
Emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	60,340	679	-	-	-	679
Reclasificación de fecha de otorgamiento, valor justo al ejercicio	-	143	(143)	-	-	-
de opciones sobre acciones	-	-	-	(14,285)	-	(14,285)
<b>Dividendos pagados</b>	-	-	-	-	(4,051)	(4,051)
<b>Otros ingresos ítegrales</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Saldos 31 Marzo 2010</b>	92,168,582	428,614	27,546	821,193	(28,922)	1,248,431
<b>Resultado neto</b>	-	-	-	11,736	-	11,736
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	561	-	-	561
Emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	28,150	218	-	-	-	218
Reclasificación de fecha de ejercicio	-	183	(183)	-	-	-
de opciones sobre acciones	-	-	-	(14,290)	-	(14,290)
<b>Dividendos pagados</b>	-	-	-	-	(7,212)	(7,212)
<b>Otros ingresos ítegrales</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Saldos 30 de Junio 2010</b>	92,196,732	\$ 429,015	\$ 27,924	\$ 818,639	\$ (36,134)	\$ 1,239,444

*Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.*
**Estados Consolidados de Ingresos (Pérdida) Integrales**
*(miles de dólares US)*

	Tres Meses Terminados		Seis Meses Terminados	
	Jun 30 2010	Jun 30 2009	Jun 30 2010	Jun 30 2009
<b>Resultado neto</b>	\$ 11,736	\$ (5,743)	\$ 41,056	\$ (24,149)
<b>Otras utilidades (pérdidas) integrales, neto de impuesto:</b>				
Change in fair value of forward exchange contracts (nota 11)	(253)	(220)	-	(178)
Cambio en valor justo de contratos swap de tasa de interés (nota 11)	(6,959)	3,038	(11,263)	4,108
	(7,212)	2,818	(11,263)	3,930
<b>Ingresos (pérdidas) integrales</b>	\$ 4,524	\$ (2,925)	\$ 29,793	\$ (20,219)

*Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.*

**Methanex Corporation****Notas a los Estados Financieros Consolidados (no auditados)**

Cifras expresadas en miles de dólares, excepto cuando se indica lo contrario.

**1. Bases de presentación:**

Estos estados financieros consolidados interinos han sido preparados en conformidad con principios contables generalmente aceptados en Canadá, sobre una base consistente con los estados financieros consolidados anuales más recientes. Estos principios de contabilidad son diferentes en algunos aspectos de aquellos generalmente aceptados en los Estados Unidos y las diferencias significativas se describen y concilian en la nota 13. Estos estados financieros consolidados interinos no incluyen todas las notas de revelaciones requeridas por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Canadá para los estados financieros anuales y por lo tanto deben leerse en conjunto con los estados financieros anuales consolidados incluidos en la Memoria Anual de Methanex Corporation 2009.

**2. Inventarios:**

Los Inventarios se valorizan al menor entre costo, determinado sobre la base primero en entrar primero en salir, o valor neto de realización estimado. El monto de inventarios incluido en el costo de ventas y gastos operacionales y depreciación y amortización durante los tres y seis meses terminados al 30 de Junio de 2010 fue de \$383 millones (2009 – \$208 millones) y \$747 millones (2009 - \$439 millones), respectivamente.

**3. Activo fijo:**

	Costo	Depreciación Acumulada	Valor Libro Neto
<b>30 de junio de 2010</b>			
Planta y equipos	\$ 2,608,495	\$ 1,435,072	\$ 1,173,423
Planta en construcción en Egipto	897,124	-	897,124
Activos - petróleo y gas	83,920	13,412	70,508
Otros	137,130	73,555	63,575
	<b>\$ 3,726,669</b>	<b>\$ 1,522,039</b>	<b>\$ 2,204,630</b>
<b>31 de diciembre 2009</b>			
Planta y equipos	\$ 2,591,480	\$ 1,384,939	\$ 1,206,541
Planta en construcción en Egipto	854,164	-	854,164
Activos - petróleo y gas	68,402	4,560	63,842
Otros	127,623	68,383	59,240
	<b>\$ 3,641,669</b>	<b>\$ 1,457,882</b>	<b>\$ 2,183,787</b>

#### 4. Participación en el Joint Venture en Atlas:

La Compañía tiene una participación del 63.1% en el joint venture de Atlas Methanol Company (Atlas). Atlas es dueña de una planta productora de 1.7 millones de toneladas de metanol al año en Trinidad. En los estados financieros consolidados se incluyen los siguientes valores que representan la participación proporcional de la Compañía en Atlas:

<b>Balance General Consolidado</b>		<b>Jun 30 2010</b>		<b>Dic 31 2009</b>
<b>Efectivo y efectivo equivalente</b>	<b>\$</b>	<b>26,594</b>	<b>\$</b>	<b>8,252</b>
<b>Otros activos circulantes</b>		<b>42,835</b>		<b>72,667</b>
<b>Activo fijo</b>		<b>237,199</b>		<b>240,290</b>
<b>Otros activos</b>		<b>12,920</b>		<b>12,920</b>
<b>Cuentas por pagar y provisiones</b>		<b>8,974</b>		<b>22,380</b>
<b>Deuda a largo plazo, incluye porción corto plazo (nota 5)</b>		<b>86,383</b>		<b>93,155</b>
<b>Impuestos diferidos</b>		<b>19,158</b>		<b>18,660</b>

<b>Estado de Resultados Consolidado</b>	<b>Tres Meses Terminados</b>		<b>Seis Meses Terminados</b>	
	<b>Jun 30 2010</b>	<b>Jun 30 2009</b>	<b>Jun 30 2010</b>	<b>Jun 30 2009</b>
<b>Ventas</b>	<b>\$ 42.266</b>	<b>\$ 43.239</b>	<b>\$ 95.103</b>	<b>\$ 81.100</b>
<b>Gastos</b>	<b>(41.553)</b>	<b>(37.360)</b>	<b>(88.553)</b>	<b>(72.035)</b>
<b>Utilidad antes de impuesto</b>	<b>713</b>	<b>5.879</b>	<b>6.550</b>	<b>9.065</b>
<b>Impuesto a la renta</b>	<b>(508)</b>	<b>(748)</b>	<b>(1.451)</b>	<b>(1.490)</b>
<b>Utilidad neta</b>	<b>\$ 205</b>	<b>\$ 5.131</b>	<b>\$ 5.099</b>	<b>\$ 7.575</b>

<b>Estado de Flujo de Efectivo Consolidado</b>	<b>Tres Meses Terminados</b>		<b>Seis Meses Terminados</b>	
	<b>Jun 30 2010</b>	<b>Jun 30 2009</b>	<b>Jun 30 2010</b>	<b>Jun 30 2009</b>
<b>Flujo de efectivo de actividades operacionales</b>	<b>\$ 15,401</b>	<b>\$ 14,845</b>	<b>\$ 26,978</b>	<b>\$ 32,167</b>
<b>Flujo de efectivo de actividades financieras</b>	<b>(7,016)</b>	<b>(7,016)</b>	<b>(7,016)</b>	<b>(7,016)</b>
<b>Flujo de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(1,104)</b>	<b>(2,347)</b>	<b>(1,620)</b>	<b>(3,280)</b>

#### 5. Pasivos a largo plazo:

		<b>Jun 30 2010</b>		<b>Dec 31 2009</b>
<b>Pagarés no garantizados</b>				
8.75% vencimiento 15 de agosto 2012	<b>\$</b>	<b>198,864</b>	<b>\$</b>	<b>198,627</b>
6.00% vencimiento 15 de agosto 2015		<b>148,803</b>		<b>148,705</b>
		<b>347,667</b>		<b>347,332</b>
<b>Atlas créditos con garantías limitadas</b>		<b>86,383</b>		<b>93,155</b>
<b>Egipto créditos con garantías limitadas</b>		<b>487,550</b>		<b>461,570</b>
<b>Otros créditos con garantías limitadas</b>		<b>20,864</b>		<b>12,187</b>
		<b>942,464</b>		<b>914,244</b>
<b>Menos vencimiento corto plazo</b>		<b>(47,023)</b>		<b>(29,330)</b>
	<b>\$</b>	<b>895,441</b>	<b>\$</b>	<b>884,914</b>

La Compañía cuenta con financiamiento con garantías limitadas por \$530 millones para su proyecto de joint venture para construir una planta de metanol en Egipto con una capacidad de producción de 1.3 millones de toneladas al año. El monto total girado de este financiamiento de Egipto con garantías limitadas al 30 de junio 2010 fue de \$500 millones. La diferencia entre los \$500 millones girados del financiamiento con garantías limitadas de Egipto y la cantidad revelada más arriba de \$487,6 millones representa honorarios financieros diferidos de \$12,4 millones.

## 6. Intereses financieros:

	Tres Meses Terminados		Seis Meses Terminados	
	Jun 30 2010	Jun 30 2009	Jun 30 2010	Jun 30 2009
<b>Gastos financieros antes de intereses capitalizados</b>	<b>\$ 15,439</b>	<b>\$ 14,916</b>	<b>\$ 30,934</b>	<b>\$ 29,290</b>
<b>Menos: intereses capitalizados relacionado con proyecto Egipto</b>	<b>(9,492)</b>	<b>(7,944)</b>	<b>(18,598)</b>	<b>(14,759)</b>
<b>Gasto financiero</b>	<b>\$ 5,947</b>	<b>\$ 6,972</b>	<b>\$ 12,336</b>	<b>\$ 14,531</b>

Los intereses durante la construcción de la planta de metanol de Egipto son capitalizados hasta que la planta esté sustancialmente completa y lista para su uso productivo. La Compañía cuenta con financiamiento con garantías limitadas por \$530 millones para su proyecto de joint venture para construir una planta de metanol en Egipto con una capacidad de producción de 1.3 millones de toneladas al año. La Compañía ha firmado contratos swap de tasas de interés para intercambiar los pagos de intereses base LIBOR por una tasa de interés promedio fija del 4,8%, más un margen sobre aproximadamente el 75% del financiamiento con garantías limitadas para la planta de Egipto durante el período 28 de septiembre 2007 al 31 de marzo 2015. Para los tres y seis meses terminados al 30 de junio de 2010, los costos por intereses relacionados con este proyecto de \$9.5 millones, (2009 - \$7.9 millones) y \$18.6 millones (2009 - \$14.8 millones) fueron capitalizados, respectivamente.

## 7. Utilidad (pérdida) neta por acción ordinaria:

La siguiente es una conciliación del promedio ponderado del número de acciones ordinarias en circulación:

	Tres Meses Terminados		Seis Meses Terminados	
	Jun 30 2010	Jun 30 2009	Jun 30 2010	Jun 30 2009
<b>Denominador utilidad neta básica por acción ordinaria</b>	<b>92,185,997</b>	92,040,569	<b>92,157,320</b>	92,031,933
<b>Efecto de opciones de acciones diluida</b>	<b>1,130,386</b>	-	<b>1,207,145</b>	-
<b>Denominador utilidad neta diluida por acción ordinariae</b>	<b>93,316,383</b>	92,040,569	<b>93,364,465</b>	92,031,933

## 8. Planes de Compensación basados en acciones:

### a) Opciones de acciones :

#### (i) Opciones de acciones vigentes:

Acciones ordinarias reservadas para planes de opciones vigentes al 30 de Junio 2010:

	Opciones Denominadas en CAD		Opciones Denominadas en USD	
	Número de Acciones en Opciones	Precio Promedio Ponderado de Ejercicio	Número de Acciones en Opciones	Precio Promedio Ponderado de Ejercicio
Vigentes al 31 de Diciembre 2009	55,350	\$ 7.58	4,998,242	\$ 18.77
Otorgadas	-	-	89,250	25.22
Ejercidas	(10,000)	3.29	(50,340)	11.10
Anuladas	(7,500)	3.29	(22,550)	14.89
Vigentes al 31 de Marzo 2010	37,850	\$ 9.56	5,014,602	\$ 18.98
Otorgadas	-	-	-	-
Ejercidas	-	-	(28,150)	10.89
Anuladas	-	-	(2,540)	6.33
Vigentes al 30 de Junio 2010	<b>37,850</b>	<b>\$ 9.56</b>	<b>4,983,912</b>	<b>\$ 19.03</b>

En el siguiente cuadro se presenta información respecto de planes de opciones de acciones vigentes al 30 de Junio de 2010:



Rango de Precio de Ejercicio	Opciones Vigentes al 30 de Jun. 2010			Opciones Ejercidas al 30 de Jun. 2010	
	Promedio Ponderado Remanente Contractual Vida (años)	Número de Opciones de Acciones Vigentes	Precio ejercido promedio ponderado	Número de Opciones de Acciones Vigentes	Precio ejercido promedio ponderado
<b>Opciones denominadas en CAD</b>					
\$9.56	0,7	37.850	\$ 9,56	37.850	\$ 9,56
<b>Opciones denominadas en USD</b>					
\$6.33 to 11.56	5,4	1.436.850	\$ 6,59	555.570	\$ 6,99
\$17.85 to 22.52	2,5	1.432.600	20,27	1.432.600	20,27
\$23.92 to 28.43	4,3	2.114.462	26,65	1.677.020	26,37
	4,1	4.983.912	\$ 19,03	3.665.190	\$ 21,05

(ii) **Gastos por compensación relacionados con opciones de acciones:**

Para el período de tres y seis meses terminado al 30 de junio de 2010, el gasto por compensación relacionado con opciones de acciones incluido en el costo de ventas y gastos de operación fue de \$0,6 millones (2009 - \$0,8 millones) y \$1.2 millones (2009 - \$3.0 millón), respectivamente. El valor justo del plan de opciones de acciones 2010 otorgado se estimó a la fecha de su otorgamiento usando el modelo de precios de opciones Black-Scholes, con los siguientes supuestos:

	2010
Tasa de interés libre de riesgo	1,7%
Rendimiento esperado de dividendos	2%
Vida esperada	4 years
Volatilidad esperada	47%
Retiros esperados	5%
Valor justo promedio ponderado de opciones otorgadas (US\$ por acción)	\$ 7,59

**b) Derechos de apreciación de acciones y derechos de apreciación de tándem de valores:**

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

(i) **SARs y TSARs vigentes:**

SARs y TSARs vigentes al 30 de Junio 2010:

	SARs Denominados en USD		TSARs Denominados en USD	
	Número de Unidades	Precio de ejercicio	Número de Unidades	Precio de ejercicio
Vigentes al 31 de Diciembre 2009	-	\$ -	-	\$ -
Otorgadas	394.065	25,22	725.505	25,22
Ejercidas	-	-	-	-
Anuladas	-	-	-	-
<b>Vigentes al 31 de Marzo de 2010</b>	394.065	\$ 25,22	725.505	\$ 25,22
Otorgadas	-	-	<b>10.000</b>	<b>23,36</b>
Ejercidas	-	-	-	-
Anuladas	-	-	-	-
<b>Vigentes al 30 de Junio de 2010</b>	<b>394.065</b>	<b>\$ 25,22</b>	<b>735.505</b>	<b>\$ 25,19</b>

<sup>1</sup> Al 30 de Junio 2010 ningún SARs o TSARs vigentes son ejercibles. La Compañía tiene acciones ordinarias reservadas para los TSARs vigentes.

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

Los gastos de compensación para SARs y TSARs se miden inicialmente en base a su valor intrínscico y es reconocido en el período de años de servicios respectivo. El valor intrínscico se mide por la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la compañía y el precio de ejercicio. Los cambios en el valor intrínscico se reconocen en resultados por la proporción de los años de servicios prestados en cada periodo de reportes financieros. El valor intrínscico y obligación de SARs y TSARs al 30 de junio 2010 fue cero.

Para los seis meses finalizados el 30 de junio 2010, los gastos de compensación relacionados con SARs y TSARs incluido en el costo de ventas y gastos de la operación fueron cero.

**8. Planes de Compensación basados en acciones (continuación):**

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

Unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño vigentes al 30 de Junio de 2010, son las siguientes:

	Unidades de Acciones Diferidas	Unidades de Acciones Restringidas	Unidades de Acciones de Rendimiento
<b>Vigentes al 31 de Diciembre 2009</b>	505.176	22.478	1.078.812
Otorgadas	44.970	27.600	404.630
Otorgadas a cambio de dividendos	3.500	307	7.049
Rescatadas	-	-	(326.840)
Anuladas	-	-	(5.457)
<b>Vigentes al 31 de Marzo 2010</b>	553.646	50.385	1.158.194
Otorgadas	<b>1.032</b>	<b>1.900</b>	-
Otorgadas a cambio de dividendos	<b>4.335</b>	<b>386</b>	<b>8.551</b>
Rescatadas	-	-	-
Anuladas	-	-	(2.619)
<b>Vigentes al 30 de Junio 2010</b>	<b>559.013</b>	<b>52.671</b>	<b>1.164.126</b>

El cargo por compensación respecto de unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño se mide inicialmente al valor justo, basándose en el valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía, y se reconoce a lo largo de los años de servicio respectivos. Los cambios en el valor justo se reconocen en resultados por la proporción de los años de servicio transcurridos en cada fecha de reporte. El valor justo de unidades de acciones diferidas, restringidas y de rendimiento al 30 de

Junio de 2010 fue de \$31.4 millones, comparado con la obligación registrada de \$24.4 millones. La diferencia entre el valor justo y la obligación registrada de \$7.0 millones se reconocerá durante el período de servicio promedio ponderado que reste, de aproximadamente 1,5 años.

Para los tres y seis meses terminados al 30 de Junio de 2010, el gasto por compensación relacionado con unidades de acciones diferidas, restringidas y de desempeño incluye una recuperación en el costo de venta y gastos operacionales de \$3.5 millones (2009 recuperación \$0.7 millones) y gasto de \$5.9 millones (2009 - \$0.3 millón), respectivamente. Este incluye una recuperación de \$5.0 millones (2009 – recuperación de \$0.9 millón), y gasto de cero (2009 – recuperación de \$4.0 millones) relacionado con el efecto del cambio en el precio de las acciones de la Compañía para los tres y seis meses terminados el 30 de junio 2010, respectivamente.

#### 9. Planes de Retiro:

El gasto total neto de los planes de pensiones de contribuciones definidas y beneficios definidos durante el periodo de tres y seis meses terminado al 30 de junio de 2010 fue de \$2.0 millones (2009- \$2.0 millones) y \$4.1 millones (2009 - \$5.5 millones), respectivamente.

#### 10. Cambios en el capital de trabajo que no representan flujo de efectivo:

Los cambios en los flujos de efectivo, relacionados con cambios en el capital de trabajo que no representan movimientos de flujos para el período de tres y seis meses terminado al 30 de junio de 2010, fueron los siguientes:

	Tres Meses Terminado		Seis Meses Terminado	
	Jun 30 2010	Jun 30 2009	Jun 30 2010	Jun 30 2009
<b>Disminución (aumento) en capital de trabajo sin movimiento de fondos:</b>				
Cuentas por cobrar	\$ (632)	\$ (20.304)	\$ (14.560)	\$ 42.361
Inventarios	3.074	23.830	5.168	74.684
Gastos anticipados	2.639	(3.774)	6.040	(7.400)
Cuentas por pagas y provisiones	(7.752)	5.304	(23.980)	(55.281)
	(2.671)	5.056	(27.332)	54.364
Ajustes de partidas que no afectan caja	(548)	(10)	1.339	(4.382)
<b>Cambios en capital de trabajo que no representa flujo de efectivo</b>	<b>\$ (3.219)</b>	<b>\$ 5.046</b>	<b>\$ (25.993)</b>	<b>\$ 49.982</b>
<b>Estos cambios se relacionan a las siguientes actividades:</b>				
Operacional	\$ (5.725)	\$ (4.814)	\$ (26.931)	\$ 56.237
Inversión	2.506	9.860	938	(6.255)
<b>Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo</b>	<b>\$ (3.219)</b>	<b>\$ 5.046</b>	<b>\$ (25.993)</b>	<b>\$ 49.982</b>

## 11. 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:

	Jun 30 2010	Dic 31 2009
<b>Activos financieros:</b>		
<b>Mantenidos para la venta:</b>		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 177.915	\$ 169.788
Provisión incobrable, saldo incluido en otros activos	12.920	12.920
Instrumentos derivados designados como hedge de flujo de caja	2.073	-
<b>Préstamos y cuentas por cobrar:</b>		
Cuentas por cobrar incluyendo porción corto plazo Geopark	262.066	249.332
GeoPark financiamiento incluido en otros activos	41.091	46.055
	<b>\$ 496.065</b>	<b>\$ 478.095</b>
<b>Pasivos financieros:</b>		
<b>Otros pasivos financieros:</b>		
Cuentas por pagar y provisiones	\$ 208.944	\$ 232.924
Deuda a largo plazo, incluye porción corriente	942.464	914.244
Leasing financiero incluido en otros pasivos a largo plazo		
<b>Pasivos financieros mantenidos para la venta:</b>		
Instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja	44.450	33.185
Instrumentos derivados	-	99
	<b>\$ 1.195.858</b>	<b>\$ 1.180.452</b>

Al 30 de junio 2010, todos los instrumentos financieros de la Compañía se registran en el balance general a su costo amortizado con la excepción de efectivo y efectivo equivalente, instrumentos financieros derivados y provisión de incobrables incluida en otros activos que se registran a valor justo.

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

Estos contratos swap de tasa de interés tienen un monto nocional vigente de \$364 millones al 30 de junio de 2010. Según las condiciones del contrato swap de tasa de interés el monto nocional máximo durante el periodo de vigencia es de \$368 millones. El monto nocional aumenta durante el periodo esperado de giros de esta línea de crédito con garantías limitadas de Egipto, y disminuye durante el periodo esperado de pago. Al 30 de junio 2010 estos contratos swap de tasa de interés, tienen un valor justo negativo de \$44.5 millones (al 31 de diciembre 2009 - \$33.2 millones), registrados en otros pasivos a largo plazo. El valor justo de estos contratos swap de tasa de interés fluctuará hasta su vencimiento y los cambios en el valor justo han sido registrados bajo el rubro otros ingresos integrales.

La Compañía también designa como cobertura de flujo de caja contratos forwards de moneda para vender euros a un tipo de cambio de USD fijo. Al 30 de junio de 2010, la Compañía tenía contratos forwards de divisas designados como coberturas de flujos de caja para vender un monto nocional de 17.2 millones de euros a cambio de dólares de los EE.UU. y estos contratos euros tienen un valor justo positivo de \$2.1 millones (31 de Diciembre 2009 – valor justo cero).

## 12. Pasivo Contingente:

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

La Compañía ha presentado una objeción a esta resolución. En base a la opinión de nuestros asesores legales, la administración cree que su posición debe ser mantenida.

## 13. Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Estados Unidos:

La Compañía aplica los principios de contabilidad generalmente aceptados en Canadá ("GAAP Canadiense"), los que difieren en algunos aspectos de aquellos aplicados en los Estados Unidos y de las normas que estipula la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos (GAAP de EE.UU.).

Las diferencias significativas entre GAAP Canadiense y GAAP de EE.UU., con respecto del estado de resultados consolidado de la Compañía para el período de tres y seis meses terminado al 30 de Junio de 2010 y 2009, son las siguientes:

	Tres Meses Terminados		Seis Meses Terminados	
	Jun 30 2010	Jun 30 2009	Jun 30 2010	Jun 30 2009
<b>Utilidad (pérdida) neta de acuerdo a GAAP Canadiense</b>	<b>\$ 11.736</b>	<b>\$ (5.743)</b>	<b>\$ 41.056</b>	<b>\$ (24.149)</b>
<b>Más (menos) ajustes por:</b>				
Depreciación y amortización <sup>a</sup>	(478)	(478)	(956)	(956)
Compensaciones basadas en acciones <sup>b</sup>	1.196	(78)	(2.071)	(23)
Posiciones inciertas de impuestos <sup>c</sup>	2.075	(192)	(192)	(606)
Efecto tributario de ajustes anteriores <sup>d</sup>	167	167	334	334
<b>Utilidad (pérdida) neta de acuerdo a U.S. GAAP</b>	<b>\$ 14.696</b>	<b>\$ (6.324)</b>	<b>\$ 38.171</b>	<b>\$ (25.400)</b>
<b>Información por acción de acuerdo a U.S. GAAP:</b>				
Utilidad (pérdida) neta básica por acción	\$ 0,16	\$ (0,07)	\$ 0,41	\$ (0,28)
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción	\$ 0,16	\$ (0,07)	\$ 0,41	\$ (0,28)

Las diferencias significativas entre los GAAP Canadienses y los GAAP de EE.UU., con respecto al estado de otros resultados integrales consolidados de la Compañía para el período de tres y seis meses terminado al 30 de junio de 2010 y 2009, son las siguientes:

	Tres Meses Terminados			
	Jun 30, 2010		Jun 30, 2009	
	GAAPs Canadienses	Ajustes	U.S. GAAP	U.S. GAAP
<b>Utilidad (pérdida) neta</b>	<b>\$ 11.736</b>	<b>\$ 2.960</b>	<b>\$ 14.696</b>	<b>\$ (6.324)</b>
<b>Variaciones en valor justo de contratos forward de moneda, neto de impuesto</b>	<b>(253)</b>	<b>-</b>	<b>(253)</b>	<b>(220)</b>
<b>Variaciones en valor justo de swap de tasa de interés, neto de impuesto</b>	<b>(6.959)</b>	<b>-</b>	<b>(6.959)</b>	<b>3.038</b>
<b>Variaciones relacionadas con pensiones, neto de impuesto</b>	<b>-</b>	<b>350</b>	<b>350</b>	<b>376</b>
<b>Ingreso (pérdida) integral</b>	<b>\$ 4.524</b>	<b>\$ 3.310</b>	<b>\$ 7.834</b>	<b>\$ (3.130)</b>

	Seis Meses Terminados			
	Jun 30, 2010			Jun 30, 2009
	Canadienses	Ajustes	U.S. GAAP	U.S. GAAP
Utilidad (pérdida) neta	\$ 41.056	\$ (2.885)	\$ 38.171	\$ (25.400)
Variaciones en valor justo de contratos forward de moneda, neto de impuesto	-	-	-	(178)
Variaciones en valor justo de swap de tasa de interés, neto de impuesto	(11.263)	-	(11.263)	4.108
Variaciones relacionadas con pensiones, neto de impuesto	-	699	699	730
Ingreso (pérdida) integral	\$ 29.793	\$ (2.186)	\$ 27.607	\$ (20.740)

**a) Combinación de negocios:**

El 1° de Enero de 1993, la Compañía realizó una combinación de negocios con una empresa de metanol ubicada en Nueva Zelanda y Chile. Bajo GAAPs Canadienses, la combinación de negocios se contabilizó usando el método de unificación de intereses. Bajo GAAP de EE.UU. la combinación de negocios se hubiere contabilizado como una compra y la compañía identificada como la adquirente. De acuerdo con U.S. GAAP un aumento en el cargo por depreciación de \$0.5 millón (2009 - \$0.5 millón) y \$1.0 millón (2009 - \$1.0 millón), fue registrado para los tres y seis meses terminados al 30 de junio 2010, respectivamente.

**b) Plan de compensaciones basado en acciones:**

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

Bajo los PCGA canadienses, ambos SARs y TSARs se contabilizan según el método de valor intrínscico. El valor intrínscico se mide por la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio. Al 30 de junio de 2010, los gastos de compensación relacionados con el SARs y TSARs de acuerdo a los PCGA canadienses fue cero ya que el precio de mercado era inferior que el precio de ejercicio. Bajo los PCGA de EE.UU., los SARs y TSARs tienen que ser valorados por el método del valor justo. Los cambios en el valor justo se reconocen en resultados en proporción a los años de servicio transcurridos en cada fecha de presentación de informes. La Compañía utiliza el modelo de precios de opciones de Negro-Scholes para determinar el valor justo de SARs y TSARs y esto ha dado lugar a una disminución en el costo de ventas y gastos de operación de \$1.1 millones y aumento de \$2.1 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio 2010, respectivamente.

La Compañía tiene también 19,350 opciones de acciones que se contabilizan como planes de opciones variables bajo GAAP de EE UU, debido a que el precio para ejercer las opciones se denomina en una moneda que no es la moneda funcional de la Compañía o la moneda en que normalmente se compensa al beneficiario de la opción. Para efectos de GAAP Canadienses, no se han registrado gastos de compensación ya que estas opciones fueron otorgadas en 2001, fecha anterior a la fecha de implementación efectiva de la contabilidad a valor justo bajo GAAP Canadiense.

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

El 1° de Enero de 2007, la Compañía adoptó la Interpretación No. 48 del Financial Accounting Standards Board (FASB), Contabilización de Posiciones Inciertas de Impuestos a la Renta - una Interpretación de la Declaración FASB No. 109 (FIN 48), codificada en FASB ASC tópico 740, Impuestos a la Renta (ASC 740). ASC 740 establece una escala para reconocer y atributos de medición para reconocer y medir en los estados financieros una posición tributaria tomada, o que se espera tomar, en una declaración de impuesto. De acuerdo con ASC 740 una recuperación de \$2.1 millón (2009 – gasto \$0.2 millón) y cargo a resultados de \$0.2 millón (2009 – gasto de \$0.6 millón) fue registrado para los tres y seis meses terminados al 30 de junio de 2010, respectivamente.

### 13. Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Estados Unidos (continuación):

#### d) Contabilización de impuesto a la renta:

Las diferencias de impuesto a la renta incluyen el efecto de impuesto a la renta de los ajustes relacionados con las diferencias contables entre los GAAPs Canadienses y de EE UU. De acuerdo a GAAPs de EE UU, un aumento a resultados neto de \$0.2 millón (2009 - \$0.2 millón) y \$0.3 millón (2009 - \$0.3 millón) fue registrado por los tres y seis meses terminados al 30 de junio de 2010.

#### e) Planes de pensión de beneficio definidos:

A partir del 1 de enero 2006 los GAAPs de EE.UU. requieren que la Compañía mida el financiamiento de los beneficios por planes de pensiones definidos a la fecha de balance y reconozca las diferencias no registradas de exceso o déficit de financiamiento, como un activo o pasivo, registrando el cambio en patrimonio, en otros ingresos integrales. Bajo U.S. GAAPs todos los montos diferidos por pensiones de acuerdo a GAAPs Canadienses se reclasifican a otros ingresos integrales acumulados. De acuerdo a U.S. GAAP un aumento a otros ingresos integrales de \$0.4 millón (2009 - \$0.4 millones) y \$0.7 millón (2009 - \$0.7 millón) fue registrado para los tres y seis meses terminados al 30 de junio 2010.

#### f) Participación en Atlas joint venture:

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

#### g) Interés Minoritario:

Con fecha de aplicación 1 de enero de 2009, el FASB emitió el FAS No. 160, Interés Minoritario en Estados Financieros Consolidados -una enmienda de ARB N°51, codificada en FASB ASC tópico 810, *Consolidación* (ASC 810). El FAS N°160 requiere que la participación en la propiedad de las filiales en poder de terceros que no sean la matriz sean claramente identificados, etiquetados, y presentado en el rubro patrimonio en los estados financieros, pero separado del patrimonio de la matriz. En virtud de esta norma, la Compañía se vería obligada a reclasificar el interés minoritario al rubro patrimonio en el balance general consolidado. La Compañía no ha registrado ningún ajuste en esta conciliación por esta diferencia en principio contable, ya que resulta en una reclasificación de balance y no impacta el resultado neto u otros ingresos integrales como se revela en la conciliación.

**Methanex Corporation**  
**Historial trimestral (no auditado)**

	AAF 2010	T2	T1	2009	T4	T3	T2	T1	2008	T4	T3	T2	T1
<b>VOLUMEN DE VENTAS METANOL</b> (miles de toneladas)													
Producido por la Compañía	1,824	900	924	3,764	880	943	941	1,000	3,363	829	946	910	678
Metanol comprado	1,282	678	604	1,546	467	480	329	270	2,074	435	429	541	669
Ventas base comisiones <sup>1</sup>	257	107	150	638	152	194	161	131	617	134	172	168	143
	3,363	1,685	1,678	5,948	1,499	1,617	1,431	1,401	6,054	1,398	1,547	1,619	1,490
<b>PRODUCCION DE METANOL</b> (miles de toneladas)													
Chile	533	229	304	942	265	197	252	228	1,088	272	246	261	309
Titan, Trinidad	441	224	217	764	188	188	165	223	871	225	200	229	217
Atlas, Trinidad (63.1%)	334	96	238	1,015	279	257	275	204	1,134	269	284	288	293
Nueva Zelanda	424	216	208	822	223	202	203	194	570	200	126	124	120
	1,732	765	967	3,543	955	844	895	849	3,663	966	856	902	939
<b>PRECIO PROMEDIO REALIZADO DEL METANOL <sup>2</sup></b>													
(\$/tonelada)	294	284	305	225	282	222	192	199	424	321	413	412	545
(\$/galón)	0.89	0.85	0.92	0.68	0.85	0.67	0.58	0.60	1.28	0.97	1.24	1.24	1.64
<b>INFORMACION POR ACCION (\$ por acción)</b>													
Utilidad (pérdida) neta básica	\$ 0.45	0.13	0.32	0.01	0.28	(0.01)	(0.06)	(0.20)	1.79	(0.04)	0.75	0.40	0.66
Utilidad (pérdida) neta diluida	\$ 0.44	0.13	0.31	0.01	0.28	(0.01)	(0.06)	(0.20)	1.78	(0.04)	0.74	0.40	0.66

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

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