

COMUNICADO DE PRENSA



A Responsible Care® Company

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 TERCER TRIMESTRE – AUMENTO DE PRECIOS DE METANOL EN EL CUARTO TRIMESTRE

27 de octubre 2010

Para el tercer trimestre de 2010, Methanex informó un EBITDA Ajustado¹ de \$57.3 millones y una utilidad neta de \$32.8 millones (\$0.35 por acción sobre base diluida). La utilidad neta del tercer trimestre incluye una ganancia después de impuestos de \$22.2 millones relacionada con la venta de la planta de la compañía ubicada en Kitimat, Canada. Esto se compara con un EBITDA Ajustado de \$56.6 millones y una utilidad neta de \$11.7 millones (\$0.13 por acción sobre base diluida) para el segundo trimestre 2010.

El Sr. Bruce Aitken, Presidente y CEO de Methanex comentó, "El entorno de precios del metanol se mantuvo relativamente estable en el tercer trimestre y nosotros informamos ganancias similares en comparación con el último trimestre. Entrando en el cuarto trimestre, la demanda de metanol sigue siendo fuerte tanto en usos químicos como en usos de energía y el abastecimiento de la industria se ha visto constreñido debido a cortes planificados y no planificados. Estos factores han contribuido a condiciones de mercado más estrictas y a precios sustancialmente más altos en todas las regiones importantes en el cuarto trimestre."

El Sr. Aitken agregó, "Con la incorporación de la producción del Proyecto de Egipto, así como el reinicio de nuestra planta ociosa en Medicine Hat, Alberta, estamos bien posicionados para sacar provecho de la mejora en las condiciones del mercado y tenemos un potencial de crecimiento significativo para nuestra producción y para los ingresos en el 2011."

El Sr. Aitken concluyó, "Con US\$192 millones de efectivo en caja, sin obligaciones de refinanciamiento a corto plazo y con una línea de crédito no girada, estamos bien posicionados para seguir invirtiendo en nuestras iniciativas que agregan valor con el fin de aumentar la producción."

Se ha programado una conferencia telefónica para el 28 de octubre 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) 769-8320. 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 5182224. Habrá una difusión simultánea de audio de la conferencia, a la que se puede tener acceso desde nuestro sitio Web en www.methanex.com. La versión web estará disponible en nuestro sitio web durante tres semanas después de la conferencia.

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

DECLARACIONES DE PROYECCIONES FUTURAS

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

¹ *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 Tercer 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

METHANEXA Responsible Care® Company
A Responsible Care® Company**Reporte Interino
Para los tres meses
terminados
30 de Septiembre 2010**

Al 27 de octubre 2010 la Compañía tenía 92.255.112 acciones ordinarias emitidas y vigentes y opciones de acciones a ser ejercidas por 3.643.898 acciones ordinarias adicionales.

Información de Acciones

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

Agentes de Traspasos & Registros

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

Información Inversionistas

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

Contacto de Información

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

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

DISCUSION Y ANALISIS DE LA ADMINISTRACIÓN DEL TERCER 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 Tercer Trimestre de 2010, de fecha 27 de Octubre 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 y en EDGAR en www.sec.gov.

	Tres Meses Terminados			Nueve Meses Terminado	
	Sep 30 2010	Junio 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
<i>(\$ millones, excepto cuando se indique)</i>					
Producción (miles de tons)	895	765	844	2,627	2,588
Volumen de ventas (miles de toneladas)					
Metanol producido	885	900	943	2,709	2,884
Metanol comprado de terceros	792	678	480	2,074	1,079
Ventas comprometidas ¹	101	107	194	358	486
Total volumen de ventas	1,778	1,685	1,617	5,141	4,449
Methanex, precio de referencia promedio antes de descuentos (\$ por ton)	334	330	251	339	227
Precio promedio realizado (\$ por ton) ³	286	284	222	291	205
EBITDA ajustado ⁴	57.3	56.6	31.0	195.4	68.9
Flujo de caja de actividades operacionales	48.0	37.8	-	142.5	74.5
Flujo de caja de actividades operacionales antes de cambios en capital de trabajo no en efectivo ⁴	53.1	43.6	36.3	174.6	54.3
Resultado operacional utilidad (pérdida) ⁴	45.9	22.7	3.1	116.4	(16.7)
Utilidad (pérdida) neta	32.8	11.7	(0.8)	73.9	(25.0)
Utilidad (pérdida) antes de ítemes inusuales ⁴	10.6	11.7	(0.8)	51.7	(25.0)
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria	0.36	0.13	(0.01)	0.80	(0.27)
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria before ítemes inusuales	0.11	0.13	(0.01)	0.56	(0.27)
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria	0.35	0.13	(0.01)	0.79	(0.27)
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria before ítemes inusuales	0.11	0.13	(0.01)	0.55	(0.27)
Información de acciones ordinarias (millones de acciones):					
Promedio ponderado de acciones ordinarias	92.2	92.2	92.1	92.2	92.0
Promedio ponderado diluido de acciones ordinarias	93.3	93.3	92.1	93.4	92.0
Número de acciones ordinarias en circulación, final del período	92.2	92.2	92.1	92.2	92.1

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

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

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

⁴ Estos ítemes 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)	T3 2010 Capacidad ¹	T3 2010 Producción	T2 2010 Producción	T3 2009 Producción	AAF T3 2010 Producción	AAF T3 2009 Producción
Chile I, II, III and IV	950	194	229	197	727	677
Titan	225	217	224	188	658	576
Atlas (63.1% participación)	288	284	96	257	618	736
Nueva Zelanda ²	225	200	216	202	624	599
	1,688	895	765	844	2,627	2,588

¹ 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.

² 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 de 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 tercer trimestre de 2010 la producción de nuestras plantas de metanol en Chile fue de 194.000 toneladas, comparado con 229.000 toneladas durante el segundo trimestre de 2010. La menor producción durante el tercer trimestre de 2010 fue principalmente el resultado de menores entregas de gas natural por parte de la empresa de energía estatal, Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Los menores suministros de gas natural de ENAP durante el tercer 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 el menor abastecimiento de las plantas existentes. Estamos actualmente operando con una planta en Chile y esperamos seguir operando con una planta en lo que resta del año de 2010.

Nuestra meta es aumentar progresivamente la producción en nuestras plantas en Chile con gas natural suministrado por 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 \$57 millones (de los cuales \$17 millones aproximadamente han sido pagados al 30 de Septiembre 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 Septiembre 2010 hemos contribuido aproximadamente \$82 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. Hasta la fecha, dos empresas que participaron en el proceso de licitación han informado que existen descubrimientos de gas y esperamos que las primeras entregas de gas de estos nuevos hallazgos ocurra en el 2011. Nosotros estamos participando en un consorcio en dos bloques de exploración bajo esta ronda de licitación – 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. Al 30 de septiembre de 2010, hemos contribuido aproximadamente \$2 millones por nuestra proporción de los costos de exploración asociados con estos bloques.

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 2,0 millones de toneladas anuales de producción a costo competitivo. Nuestras plantas de metanol en Trinidad registraron una producción de 501,000 toneladas durante el tercer trimestre de 2010, comparada con 320,000 toneladas en el segundo trimestre de 2010. La menor producción en el segundo trimestre de 2010 fue debido a cortes de energía en nuestras instalaciones de Atlas, que duró aproximadamente 60 días. Hemos reiniciado las operaciones en las instalaciones de Atlas hacia fines del segundo trimestre de 2010 y la planta ha operado al 100% de su capacidad instalada en el tercer trimestre de 2010.

Nueva Zelanda

Nuestras plantas de Nueva Zelanda registraron una producción de 200,000 toneladas durante el tercer trimestre de 2010, comparada con 216.000 toneladas durante el segundo trimestre de 2010. Actualmente tenemos 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 adicionales para obtener gas natural en el 2012.

Actualmente tenemos 1,4 millones de toneladas por año de capacidad ociosa en Nueva Zelanda, incluyendo una segunda 0,9 millones toneladas anuales de la planta de Motunui y 0,5 millones toneladas anuales 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 proporcionamos aproximadamente US\$10,0 millones en financiamiento a una empresa de exploración, Kea Exploration. Estos fondos fueron proporcionados para financiar actividades de exploración de gas natural en la región de Taranaki en Nueva Zelanda, cerca de nuestras plantas de metanol a cambio de derechos de regalías y derechos de obtener suministro de gas procedente de una zona determinada a un precio que sea competitivo para nuestras otras plantas en Trinidad, Chile y Egipto. Estamos en el proceso de revisión de los datos de las actividades de exploración efectuadas a la fecha y estamos en conversaciones con Kea respecto de trabajos de exploración adicional. No tenemos ningún compromiso de proporcionar financiamiento adicional.

Medicine Hat

Durante el tercer trimestre de 2010, informamos los planes para reiniciar nuestra planta de metanol de 470.000 toneladas por año en Medicine Hat, Alberta, Canadá en abril de 2011. La planta consume aproximadamente 50.000mmbtu de gas natural por día operando a plena capacidad. En apoyo de la reanudación, hemos iniciado un programa de compra de gas natural en el mercado de gas de Alberta. Hasta la fecha hemos comprado gas natural suficiente para satisfacer el 80% de nuestras necesidades cuando la planta funcione a su capacidad total durante el período comprendido entre la fecha de inicio hasta octubre de 2012. La planta ha estado inactiva desde 2001 y el costo de capital estimado para reiniciar la planta es de aproximadamente \$ 40 millones.

ANALISIS DE RESULTADOS

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

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

Para el tercer trimestre de 2010, registramos un EBITDA Ajustado de \$57.3 millones y una utilidad neta de \$32.8 millones (\$0.35 por acción en base diluida) y un resultado neto antes de ítemes extraordinarios de \$10.6 millones (\$0,11 por acción en base diluida). Durante el tercer trimestre de 2010, registramos una utilidad después de impuestos de \$22,2 millones relacionados con la venta de terrenos e instalaciones en Kitimat, Canadá. Esto se compara con un EBITDA Ajustado de \$56.6 millones y una utilidad neta de \$11.7 millones (0.13 por acción en base diluida) en el segundo trimestre de 2010 y un EBITDA Ajustado de \$31.0 millones y una pérdida neta de \$0.8 millones (\$0.01 por acción en base diluida) en el tercer trimestre de 2009.

Para los nueve meses terminados el 30 de septiembre 2010, registramos un EBITDA Ajustado de \$195.4 millones y una utilidad neta de \$73.9 millones (\$0.79 por acción en base diluida) y una utilidad neta antes de partidas extraordinarias de \$51.7 millones (\$0.55 por acción en base diluida). Esto se compara con un EBITDA Ajustado de \$68.9 millones y una pérdida neta de \$25.0 millones (\$0.27 por acción en base diluida) durante el mismo periodo de 2009.

Una conciliación del resultado neto con el resultado neto antes de partidas extraordinarias es como sigue:

(\$ millones)	T3 2010		AAF T3 2010	
Resultado neto	\$	32.8	\$	73.9
Utilidad en la venta de activos de Kitimat		(22.2)		(22.2)
Resultado neto antes de partidas extraordinarias	\$	10.6	\$	51.7

EBITDA Ajustado

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

(\$ millones)	T3 2010 comparado con T2 2010		T3 2010 comparado con T3 2009		AAF T3 2010 comparado con AAF T3 2009	
Precio promedio realizado	\$	4	\$	108	\$	412
Volumen de ventas		6		13		38
Total costos base caja		(9)		(95)		(324)
	\$	1	\$	26	\$	126

Precio promedio realizado

(\$ por ton, excepto cuando se indique lo contrario)	Tres Meses Terminados			Nueve Meses Terminados	
	Sep 30 2010	Jun 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
Methanex precio de referencia promedio antes de descuento ¹	334	330	251	339	227
Methanex precio promedio realizado	286	284	222	291	205
Descuento promedio	14%	14%	12%	14%	10%

¹ El precio de referencia promedio antes de descuento de Methanex representa el promedio de nuestros precios de lista sin descuentos en América del Norte, Europa y el Asia Pacífico ponderados por volumen de ventas. En 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 46 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 a lo largo de 2010 ha dado lugar a un entorno de precios del metanol fuerte y el precio promedio antes de descuentos se ha mantenido relativamente estable en aproximadamente \$330 - \$350 por tonelada. Nuestro precio promedio de referencia antes de descuentos para el tercer trimestre de 2010 fue de \$334 por tonelada en comparación con \$330 por tonelada para el segundo trimestre de 2010. Nuestro precio promedio realizado para el tercer trimestre 2010 fue \$286 por tonelada, comparado con \$284 por tonelada en el segundo trimestre 2010 y esto aumentó las ventas en \$4 millones.

Como resultado de los factores descritos anteriormente, hemos experimentado precios significativamente más altos de metanol e ingresos por ventas más altos en el 2010 en comparación con 2009. Nuestro precio promedio realizado en el tercer trimestre de 2010 fue \$286 por tonelada comparado con \$222 por tonelada en el tercer trimestre de 2009 y esto aumentó los ingresos por ventas en \$108 millones. Nuestro precio promedio realizado para los nueve meses terminados el 30 de septiembre 2010 fue de \$ 291 por tonelada en comparación con \$205 por tonelada en el mismo período en 2009 y esto aumentó los ingresos por ventas en \$412 millones.

Volumen de ventas

El volumen total de ventas de metanol, excluyendo las ventas a comisiones en el tercer trimestre de 2010 fue mayor comparado con el segundo trimestre de 2010 en 99,000 toneladas y esto dio como resultado un mayor EBITDA Ajustado de \$6 millones. El volumen total de

ventas de metanol, excluyendo las ventas a comisiones para los tres meses y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2010 fueron mayores que los periodos comparables en el 2009 en 254.000 toneladas y 820.000 toneladas respectivamente. Esto dio como resultado un mayor EBITDA Ajustado para el tercer trimestre de 2010 y nueve meses terminados el 30 de septiembre 2010 en comparación con los mismos periodos en 2009 de \$13 millones y \$38 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.

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.

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

<i>(\$ millones)</i>	T3 2010 comparado con T2 2010	T3 2010 comparado con T3 2009	AAF T3 2010 comparado con AAF T3 2009
Costos del gas natural en las ventas de metanol producido	\$ 4	\$ (25)	\$ (78)
Proporción de las ventas de metanol comprado	(7)	(18)	(53)
Costos del metanol comprado a terceros	(1)	(50)	(175)
Compensación basada en acciones	(10)	(3)	(6)
Otros, netos	5	1	(12)
Disminución en EBITDA	\$ (9)	\$ (95)	\$ (324)

Costos del gas natural en las ventas de metanol producido

Los costos del gas natural en las ventas de metanol producido en el tercer trimestre de 2010 y en los nueve meses terminados al 30 de septiembre 2010, fueron superiores a los periodos comparables en 2009, principalmente como resultado de precios más altos de metanol.

Proporción de las ventas de metanol comprado

El costo de metanol comprado está directamente vinculado al precio de venta del metanol en el momento de la compra. En consecuencia, un aumento en la proporción de ventas de metanol comprado resulta en una disminución relativa en relación con las ventas de metanol producido y en un aumento en nuestra estructura de costo global para un período determinado. La proporción de las ventas de metanol comprado para el tercer trimestre de 2010 y los nueve meses terminados el 30 de septiembre 2010 fue mayor para todos los periodos comparables señalados en el cuadro anterior.

Costos del metanol comprado

Los costos del metanol comprado fueron mayores para el tercer trimestre de 2010 y los nueve meses terminados el 30 de septiembre 2010 en comparación con todos los periodos señalados en el cuadro anterior, principalmente como resultado de los precios más altos del metanol.

Compensaciones basadas en acciones

Nosotros otorgamos ciertos premios basados en acciones como un elemento de compensación, cuyos cambios en el valor justo se reconocen en resultados en cada período. Los gastos de compensación basada en acciones para el tercer trimestre de 2010 y los nueve meses terminados al 30 de septiembre 2010 fueron mayores en comparación con todos los periodos señalados en el cuadro anterior, debido principalmente al resultado del impacto del aumento de precio de nuestras acciones.

Otros, netos

Para el tercer trimestre de 2010 en comparación con el segundo trimestre de 2010 los costos fijos no absorbidos fueron inferiores en \$ 5 millones, principalmente como resultado de las horas de trabajo perdidas no planificadas en nuestras instalaciones de Atlas en el segundo trimestre de 2010.

Para los nueve meses terminados al 30 de septiembre 2010 en comparación con el mismo período de 2009 los costos de flete marítimo y otros costos de logística fueron superiores en \$10 millones, principalmente como resultado del impacto de costos de combustible más altos y costos de flete marítimo y manipulación más altos. Los gastos de ventas, generales y administrativos para los nueve meses terminados al 30 de septiembre 2010 fueron también mayores en comparación con el mismo período en 2009 en \$6 millones como resultado principalmente de costos más altos de los empleados y de otros costos. Los gastos no absorbidos fueron inferiores en \$4 millones para los nueve meses terminados el 30 de septiembre 2010 en comparación con el mismo período en 2009 como resultado de un cargo a resultados en el 2009 de los gastos de despido e indemnización asociadas a nuestras operaciones en Chile.

Depreciación y Amortización

La depreciación y amortización ascendió a \$34 millones en el tercer trimestre de 2010, comparado con \$34 millones en el segundo trimestre de 2010 y \$28 millones en el tercer trimestre de 2009. La depreciación y amortización fue de \$101 millones para los nueve meses terminados al 30 de septiembre 2010 en comparación con \$86 millones para el mismo periodo en 2009. El aumento en los gastos de depreciación y amortización en el tercer trimestre de 2010 y los nueve meses terminados al 30 de septiembre 2010 comparado con periodos similares en 2009 se debió principalmente a cargos relacionados con el agotamiento de nuestra inversión en activos de petróleo y gas en Chile. Al recibir la aprobación final del gobierno de Chile 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 los cargos por agotamiento sin movimiento de efectivo, a medida que se produce el gas natural del bloque.

Gastos Financieros

(\$ millones)	Tres Meses Terminados			Nueve Meses Terminados	
	Sep 30 2010	Jun 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
Gastos financieros antes de intereses capitalizados	\$ 16	\$ 15	\$ 15	\$ 46	\$ 44
Menos intereses capitalizados	(10)	(9)	(8)	(28)	(23)
Gastos financieros	\$ 6	\$ 6	\$ 7	\$ 18	\$ 21

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

(\$ millones)	Tres Meses Terminados			Nueve Meses Terminados	
	Sep 30 2010	Jun 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
Intereses y otros ingresos (gastos)	\$ (1)	\$ -	\$ 1 #	\$ (1)	\$ -

Los intereses y otros ingresos en el tercer trimestre de 2010 ascendieron a \$1 millón comparado con \$0 en el segundo trimestre de 2010 y \$1 millón, ingreso, en el tercer trimestre de 2009.

Impuesto a la Renta

En el tercer trimestre de 2010 registramos un gasto por impuesto de \$5.9 millones en comparación con un gasto por impuesto de \$4.7 millones en el segundo trimestre de 2010 y una recuperación de impuesto de \$1.4 millones en el tercer trimestre de 2009. Durante el tercer trimestre de 2010, registramos una ganancia después de impuestos de \$22,2 millones relacionados con la venta de nuestra planta en Kitimat, Canadá. Excluyendo esta partida, la tasa efectiva de impuestos para el tercer trimestre de 2010 fue de aproximadamente 36% en comparación con aproximadamente el 29% para el segundo trimestre de 2010.

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 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 46 millones de toneladas medido sobre una base anualizada. El aumento de la demanda ha sido impulsado principalmente por los derivados tradicionales y derivados de energía en Asia (sobre todo en China). Más recientemente, hemos visto también mejoras en la demanda de derivados tradicionales en otras regiones como Europa y América del Norte.

Los derivados tradicionales representan alrededor de dos tercios de la demanda mundial 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 o 2011. Creemos que la demanda potencial por derivados de energía será más fuerte en un entorno de precios más alto de la energía.

El entorno de precios del metanol se ha mantenido relativamente estable durante el último año y nuestro precio promedio antes descuentos para el tercer trimestre de 2010 fue de \$ 334 por tonelada. Mientras que dos nuevas plantas de escala mundial (en Brunei y Omán) con una capacidad productiva combinada total de 1,9 millones de toneladas al año se pusieron en marcha en el primer semestre de 2010 y una nueva planta de 0.9 millón de toneladas por año en Venezuela comenzó operaciones en septiembre de 2010, han habido también algunos cierres de plantas de alto costo y un número de interrupciones planificadas y no planificadas a través de la industria. Estos factores, combinados con la mejora de la demanda de metanol y el medio ambiente de alto precios de la energía que continúa, han llevado al endurecimiento de las condiciones del mercado y un reciente aumento sustancial en los precios spots y precios por contratos del metanol. Nuestro precio promedio antes de descuentos para octubre de 2010 aumentó aproximadamente a \$363 por tonelada de aproximadamente \$342 por tonelada en septiembre y nosotros hemos anunciado recientemente un aumento de precios de \$83 por tonelada en América del Norte para noviembre. Esperamos ver un aumento similar en los precios de los contratos en Asia en noviembre.

El próximo incremento de la capacidad a escala mundial aparte de China es la planta de 1,3 millones toneladas anuales en Egipto, que se encuentra actualmente en la fase de comisionamiento (refiérase a la sección Liquidez y Recursos de Capital para más detalles). Aparte de esta, no hay ninguna adición de nueva capacidad productiva fuera de China esperada para los próximos años con excepción de nuestra propia planta de 0.5 millón de toneladas en Medicine Hat, que se espera reinicie sus operaciones en abril de 2011, y una planta de 0.7 millón de toneladas en Azerbaiyán, que esperamos entre en el mercado en 2012.

A fines de octubre de 2010, el Ministerio de Comercio de China (MOFCOM) emitió una Determinación Preliminar que propone aplicar aranceles sobre las importaciones de metanol provenientes de tres países incluyendo Nueva Zelanda, que se encuentra afecta a una tasa del 9,5%. Se espera que el MOFCOM emita una Resolución Definitiva sobre esto el 24 de diciembre de 2010. No esperamos que haya un impacto significativo en los fundamentos de la demanda y suministro de la industria y nosotros alinearemos nuestra cadena de suministro en caso que el nuevo arancel se imponga de conformidad con la Determinación Preliminar.

Methanex Precios Regionales de Referencia Sin Descuentos ¹

(US\$ por ton)	Oct 2010	Sep 2010	Aug 2010	Jul 2010
Estados Unidos	359	359	349	349
Europa ²	385	341	326	329
Asia	345	325	310	310

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

² €277 para T4 2010 (T3 2010 – €255) convertido a dólares de los Estados Unidos.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

El flujo de efectivo proveniente de actividades operacionales antes de cambios en capital de trabajo en el tercer trimestre de 2010 fue de \$53 millones comparado con \$44 millones en el segundo trimestre 2010, y \$36 millones en el tercer trimestre de 2009. El cambio en el flujo de efectivo para el tercer trimestre de 2010 en comparación con en el segundo trimestre 2010 y el tercer trimestre de 2009 es producto principalmente de los mejores niveles de utilidades.

Durante el tercer trimestre de 2010, pagamos dividendos trimestrales de \$0.155 por acción o \$14 millones. La construcción de la planta de metanol de 1,3 millones de toneladas al año en Egipto se encuentra terminada y el comisionamiento lleva un buen avance. Nosotros esperamos que una pequeña cantidad de metanol sea producido en la planta de Egipto en el cuarto trimestre de 2010 y que la producción comercial total comience a principios de 2011. 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 tercer trimestre de 2010, los costos totales de construcción, planta y equipo fueron de \$23 millones. EMethanex tiene financiamiento con garantías limitadas por un monto de \$530 millones que al 30 de septiembre de 2010 estaba totalmente girado, tras el giro de los últimos \$30 millones durante el tercer trimestre de 2010. El primer pago de capital adeudado de \$16 millones se efectuó el 30 de septiembre 2010.

Durante el tercer trimestre de 2010, vendimos nuestra participación del 20% en Xinneng (Zhangjiagang) Energy Co. Ltd, la empresa propietaria de una planta de producción de DME en China, por aproximadamente \$10 millones al ENN Group sin registrar ganancia o pérdida en la venta. Según el acuerdo, continuaremos suministrando todos los requerimientos de metanol para la planta de DME en virtud de un acuerdo de suministro exclusivo a largo plazo.

Durante el tercer trimestre de 2010, vendimos nuestro terreno y las instalaciones de terminales de la planta de Kitimat, Canadá y registramos una ganancia después de impuestos de \$22,2 millones. Esperamos recibir el producto de la venta en el cuarto trimestre de 2010.

Tenemos un acuerdo con ENAP para participar en la exploración y desarrollo de gas natural en el bloque de hidrocarburos Dorado Riquelme en el sur de Chile. Bajo este acuerdo, nosotros financiamos una participación del 50% en el bloque, y hemos contribuido \$82 millones a la fecha. Nosotros esperamos efectuar contribuciones adicionales dentro de los próximos años con el objeto de alcanzar 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.

Tenemos acuerdos con GeoPark bajo los cuales hemos proporcionado \$57 millones de financiamiento, de los cuales GeoPark ha reembolsado \$17 millones al 30 de septiembre 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 mantener flexibilidad financiera. Nuestro saldo de efectivo disponible al 30 de septiembre de 2010 fue de \$192 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 \$60 millones, aproximadamente, para el período y hasta fines del 2011. Asimismo, recientemente anunciamos nuestra intención de reiniciar nuestra planta de metanol de 470.000 toneladas por año en Medicine Hat en abril de 2011 con un costo de capital estimado para reiniciar la planta de aproximadamente \$40 millones.

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

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

Standard & Poor's Rating Services	BBB- (estable)
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.

PERSPECTIVA A CORTO PLAZO

La demanda de metanol en el 2010, tanto para usos tradicionales como de energía en Asia (especialmente China) ha sido fuerte y ha habido una cierta recuperación de la demanda de derivados tradicionales en otras regiones. Aunque ha habido 2,8 millones de toneladas de nuevas adiciones de capacidad a escala mundial en lo que va de 2010, ha habido también cierres de plantas de alto costo y un número de cortes planificados y no planificados a través de la industria, lo que ha constreñido la oferta. Creemos que estos factores, combinados con el continuo ambiente de altos precios de la energía, respaldan el endurecimiento de las condiciones del mercado y un fuerte entorno de precios del metanol en el cuarto trimestre de 2010.

El precio del metanol en última instancia dependerá de la fortaleza de la economía mundial, las tasas de producción de la industria, los precios mundiales de la energía, la tasa de reestructuración de la industria y la fortaleza de la demanda mundial. Nosotros creemos, que nuestra posición financiera y flexibilidad financiera, la sobresaliente red de suministro global y la posición de 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 septiembre 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.

CAMBIOS PREVISTOS A LOS PRINCIPIOS DE CONTABILIDAD GENERALMENTE ACEPTADOS DE CANADA

International Financial Reporting Standards

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.

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

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. Estamos progresando según el calendario previsto y continuamos de acuerdo al plan para la finalización del proyecto en 2011. Vamos a continuar proporcionando información actualizada sobre el estado del proyecto y su impacto en los estados financieros en nuestros informes de Discusión y Análisis de la Administración trimestrales y anuales del durante todo el periodo de convergencia. Un resumen del estatus de los elementos claves del plan de transición es el siguiente:

Políticas contables y decisiones de implementación

- Actividades claves:
 - Identificación de las diferencias entre los PCGA de Canadá y las políticas de contabilidad NIIF
 - Selección de las políticas de las NIIF en curso
 - Selección de la NIIF 1, Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF 1") opciones
 - Desarrollo del formato de los estados financieros
 - Cuantificación de los efectos del cambio inicial en la NIIF 1 revelaciones y estados financieros de 2010
- Estatus:
 - Hemos identificado diferencias entre nuestras políticas contables bajo los PCGA de Canadá y las opciones de políticas contables bajo NIIF, tanto en forma continua como con respecto a determinadas opciones disponibles en la convergencia, de acuerdo con las NIIF 1
 - Hemos contratado a los auditores externos de la Sociedad, KPMG LLP, para discutir nuestra propuesta de políticas contables NIIF para asegurar una interpretación uniforme de las NIIF en todas las áreas.

- Seguimos monitoreando los cambios en las políticas contables emitidas por el IASB y el impacto de esos cambios en nuestras políticas contables bajo IFRS
- Vea las secciones correspondientes a continuación para un análisis de las exenciones opcionales bajo IFRS 1 que la Compañía espera elegir en la convergencia a las NIIF, los cambios en las políticas contables que la administración considera más importantes para la Compañía, y una visión general de los ajustes esperados a los estados financieros en la convergencia a las NIIF.

Infraestructura: experiencia de informes financieros

- Actividades claves:
 - Desarrollo de experiencia en IFRS
- Estatus:
 - Hemos proporcionado capacitación para los empleados claves y la alta dirección
 - En 2009, tuvimos una sesión de información sobre NIIF con el Comité de Auditoría, Riesgos y Finanzas que incluía una revisión en profundidad de las diferencias entre los PCGA de Canadá y las NIIF, una revisión del calendario de implementación, una visión general de las actividades del proyecto hasta la fecha y un análisis preliminar de las áreas de impacto más significativas de las NIIF
 - En 2010, llevamos a cabo sesiones de información sobre las NIIF con el Comité directivo de las NIIF, el Comité de Auditoría, Finanzas y de Riesgos, y el Directorio que incluía una revisión en profundidad de los cambios de las políticas contables en la convergencia a las NIIF, una discusión de las exenciones opcionales según IFRS 1, Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera que la compañía espera elegir en la convergencia a las NIIF, y una visión general de los ajustes esperados a los estados financieros en la transición a las NIIF.
 - Seguiremos proporcionando capacitación adicional y actualización para los empleados claves, la alta dirección, el Comité de Auditoría, Riesgos y Finanzas, el Directorio y otras partes interesadas a través de todo el proceso de convergencia.

Infraestructura: Tecnología de la información y sistemas de datos

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

Actividades comerciales: Convenios financieros

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

Actividades comerciales: Acuerdos de compensación

- Actividades claves:
 - Identificación del impacto sobre los acuerdos de compensación
 - Evaluación e implementación de los cambios necesarios
- Estatus:
 - Hemos identificado las políticas de compensación que se basan en indicadores derivados de los estados financieros
 - Como parte del proyecto de transición, nos aseguraremos de que los acuerdos de compensación incorporen los resultados de las NIIF, de conformidad con los principios generales de indemnización de la compañía

Actividades de control: Control interno sobre los informes financieros

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

Actividades de Control: Controles y procedimientos de revelaciones

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

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 la fecha de convergencia.

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

La adopción de las NIIF exige la aplicación de la NIIF 1, Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera, que ofrece orientación para la adopción inicial de las NIIF a una entidad. La NIIF 1 le otorga a las entidades que adoptan las NIIF por primera vez una serie de exenciones opcionales y excepciones obligatorias, en ciertas áreas, con respecto al requisito general para la aplicación retroactiva plena de las NIIF. Las siguientes son las exenciones opcionales disponibles bajo NIIF 1 que la Compañía espera elegir en la transición a las NIIF. La Compañía continúa examinando todas las exenciones de la NIIF 1 e implementará las que determine más apropiada a nuestras circunstancias en la convergencia a las NIIF. La lista a continuación y los comentarios no deben considerarse como una lista completa de la NIIF 1, que están disponibles para la Compañía como resultado de la convergencia a las NIIF.

Combinación de Negocios

Bajo IFRS 1 una entidad tiene la opción de aplicar retroactivamente IFRS 3, Combinaciones de negocios para todas las combinaciones de negocios o puede optar por aplicar la norma de forma prospectiva únicamente a las combinaciones de negocios que ocurren después de la fecha de transición. La Compañía tiene la intención de elegir esta exención en virtud de IFRS 1, que elimina el requisito de re-exresar retrospectivamente todas las combinaciones de negocios anteriores a la fecha de transición a IFRS.

Beneficios a los Empleados

Tenemos planes de beneficios definidos de pensiones en Canadá y Chile. La IFRS 1 proporciona la opción de reconocer todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas en planes de beneficios definidos de pensiones existentes a la fecha de transición de inmediato en utilidades retenidas, en lugar de seguir difiriendo y amortizando con cargo a los resultados de las operaciones. Actualmente, la Compañía tiene la intención de elegir esta exención en virtud de IFRS 1. Al 1 de enero de 2010 esto resulta en una disminución de las utilidades retenidas de \$16 millones, una disminución de otros activos de \$10 millones y un aumento de otros pasivos a largo plazo de \$6 millones. En comparación con los PCGA de Canadá, habrá un menor gasto de pensiones en el futuro como consecuencia de este reconocimiento inmediato en las utilidades retenidas de estas pérdidas actuariales en la convergencia a las NIIF.

Valor Justo o Revalorización del Costo Estimado

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

Pagos de Transacciones Basados en Acciones

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

Cambios en las Obligaciones por Retiro de Activos

Bajo NIIF, es necesario determinar la mejor estimación de las obligaciones por retiro de activos para todas las plantas, mientras que de acuerdo a los PCGA de Canadá las obligaciones por retiro de activos no fueron reconocidas con respecto a los activos de vida indefinida o indeterminada. Además, según las IFRS un cambio en la tasa de descuento basada en el mercado se traducirá en un cambio en la medición de la provisión. Nosotros optaremos por aplicar la exención de la NIIF 1 para efectos de medir las obligaciones por retiro de activos al 1 de enero de 2010 en conformidad con los requerimientos de la NIC 37 Provisiones, estimación del monto que habría registrado el activo fijo cuando la obligación surgió por primera vez y descontar la obligación a la fecha de transición, a esa fecha usando nuestra mejor estimación de la tasa de descuento histórico libre de riesgo. Al 1 de enero de 2010, los ajustes a los estados financieros para reconocer las obligaciones de retiro de activos en la transición a las NIIF se reconocen como un aumento de otros pasivos a largo plazo de aproximadamente \$5 millones y un aumento al activo fijo de aproximadamente \$1 millón, y el saldo remanente se registra como una disminución de las utilidades retenidas para reflejar el gasto de depreciación y acumulación de intereses desde la fecha en que el pasivo surgió por primera vez.

Activos - Petróleo y Gas

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

Importantes Impactos en la Convergencia a las NIIF

La Compañía ha completado su evaluación inicial de los impactos de la transición a IFRS. Basándose en un análisis de PCGA de Canadá e IFRS en vigencia al 30 de Septiembre de 2010, hemos identificado varias diferencias significativas entre nuestras políticas contables actuales y aquellas previstas a ser aplicadas en la preparación de estados financieros consolidados de acuerdo a IFRS. En la determinación de lo que constituye un impacto significativo para nuestros estados financieros consolidados, hemos identificado los siguientes:

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

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

Participación en Joint Ventures

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

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

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

Leases

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

Los IFRS tienen requerimientos contables similares a los PCGA de Canadá para convenios tipo-leasing, donde las IFRS exigen la aplicación retroactiva completa. Nosotros tenemos contratos de suministro de oxígeno a largo plazo para nuestras plantas de metanol de Atlas y Titán en Trinidad, celebrados con anterioridad a 2004, que consideramos como contratos de lease financiero en virtud de estas normas. En consecuencia, los contratos de suministro de oxígeno deberán ser contabilizados como lease financiero desde la fecha original del lease. Nosotros medimos el valor de estos contratos de arrendamiento financiero y aplicamos la contabilidad de arrendamiento financiero retroactivamente desde el inicio 1 de enero de 2010 para determinar el impacto en la fecha de adopción de las NIIF. Al 1 de enero de 2010 esto resulta en un aumento de activo fijo de \$62 millones y de otros pasivos a largo plazo de \$74 millones con una correspondiente disminución en las utilidades retenidas de \$12 millones. En comparación con los PCGA de Canadá, este tratamiento contable se traducirá en menores costos de operación y un mayor cargo por intereses y depreciación sin un impacto significativo en los ingresos netos.

Como parte de su proyecto de conversión global, el IASB y el Financial Accounting Standards Board (FASB) de los EE.UU. emitió en agosto de 2010 un Borrador de Cambios en conjunto que propone que todos los contratos de leasing tendrían que ser reconocidos en el balance general. Contamos con una flota de buques de ultramar bajo acuerdos de fletamento por tiempo contratado, con plazos de hasta 15 años. Las normas propuestas exigen que estos acuerdos de fletamento por tiempo contratado sean registrados en el balance general lo que resulta en un aumento sustancial de nuestros activos y pasivos. Estos Directorios esperan emitir una norma final a mediados de 2011 con una fecha de aplicación probable de la norma no antes de 2012. Nosotros seguimos monitoreando los cambios en políticas contables emitidas por el IASB en este ámbito.

Deterioro de Activos

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

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

Provisiones

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

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

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

Resumen de los Ajustes Previstos a los Estados Financieros en la Convergencia a las NIIF

El siguiente cuadro proporciona un resumen de los ajustes esperados en nuestro balance en la convergencia a las NIIF.

Conciliación del Balance general de apertura a la fecha de Convergencia (\$ millones)		Enero 1, 2010
Total Activos según GAAP Canadiense	\$	2,923
Leases (a)		62
Beneficios de los Empleados (b)		(10)
Obligaciones por Retiros de Activos (c)		1
Costos de Financiamiento (d)		8
Total Activos según IFRS	\$	2,985
Total Pasivos según GAAP Canadiense	\$	1,687
Leases (a)		74
Beneficios de los Empleados (b)		6
Obligaciones por Retiros de Activos (c)		5
Costos de Financiamiento (d)		3
Posiciones de Impuestos Inciertas (e)		5
Impacto del Impuesto Diferido de Ajustes de Convergencia (f)		(8)
Reclasificación de Interés Minoritario (g)		(136)
Total Pasivos según IFRS	\$	1,637
Total Patrimonio según GAAP Canadiense	\$	1,236
Leases (a)		(12)
Beneficios de los Empleados (b)		(16)
Obligaciones por Retiros de Activos (c)		(4)
Costos de Financiamiento (d)		5
Posiciones de Impuestos Inciertas (e)		(5)
Impacto del Impuesto Diferido de Ajustes de Convergencia (f)		8
Reclasificación de Interés Minoritario (g)		136
Total Patrimonio según IFRS	\$	1,348
Total Liabilities and Shareholders' Equity per IFRS	\$	2,985

Los elementos descritos arriba en la conciliación del balance de apertura desde los PCGA de Canadá a las NIIF se describen a continuación.

(a) Leases

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

(b) Beneficios de los Empleados

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

(c) Obligaciones por Retiros de Activos

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

(d) Costo de Financiamiento

La NIC 23 establece el tratamiento contable y la elegibilidad de los costos de financiamiento. Hemos suscrito contratos de swap de tasas de interés para cubrir la variabilidad en los pagos de intereses base LIBOR en nuestros créditos con garantías limitadas de Egipto. Bajo los PCGA de Canadá, las liquidaciones en efectivo de estos swaps durante la construcción se registran en Otros Ingresos Integrados Acumulados (AOCl). Bajo NIIF, las liquidaciones en efectivo durante la construcción se registran bajo activo fijo (AF). En consecuencia, se produce un aumento de activo fijo, de aproximadamente \$8 millones, un aumento de Otros Ingresos Integrados Acumulados por aproximadamente \$5 millones (nuestra porción del 60%) y un aumento en interés minoritario de aproximadamente \$3 millones al 1 de enero de 2010.

(e) Posiciones de Impuestos Inciertas

La NIC 12 establece criterios de reconocimiento y medición de una posición tributaria adoptada o que se espera tomar en una declaración de impuestos. Al 1 de enero de 2010, esto dio lugar a un aumento en los pasivos por impuesto a la renta y una disminución de las utilidades retenidas de aproximadamente \$5 millones en comparación con los PCGA de Canadá.

(f) Impacto del Impuesto Diferido de Ajustes de Convergencia

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

(g) Reclasificación de Interés Minoritarios desde Pasivos

Tenemos una participación del 60% en EMethanex, la empresa egipcia a través de la cual hemos desarrollado el proyecto de metanol de Egipto. Nosotros contabilizamos esta inversión usando el método contable de consolidación que se traduce en reconocer el 100% de los activos y pasivos de EMethanex en nuestros estados financieros. La participación de los otros inversionistas en el proyecto se presenta como "interés minoritario". Bajo los PCGA de Canadá, el interés minoritario se clasifica como un pasivo, sin embargo bajo las NIIF la participación de interés minoritario se clasifica como patrimonio, pero presentado por separado en el patrimonio. Al 1 de enero de 2010, esta reclasificación resulta en una disminución de los pasivos y un aumento en el patrimonio neto de aproximadamente \$136 millones.

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

INFORMACIÓN ADICIONAL –MEDICIONES NO-GAAPS 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. Estas medidas no tienen ningún significado estandarizado en los PCGA de Canadá, y por lo tanto es poco probable que puedan ser comparables con medidas similares presentadas por otras empresas. 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 más 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			Nueve Meses Terminados	
	Sep 30 2010	Jun 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Seo 30 2009
Flujo de efectivo de actividades operacionales	\$ 47,986	\$ 37,847	\$ 247	\$ 142,479	\$ 74,525
Más (menos):					
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de fl	5,161	5,725	36,008	32,092	(20,230)
Otros desembolsos en efectivo	1,766	960	(16)	5,888	10,975
Compensaciones en acciones recuperación (gasto)	(6,913)	2,865	(4,602)	(14,028)	(7,929)
Otros ítems sin movimiento de efectivo	(4,303)	(2,099)	(1,222)	(8,604)	(6,265)
Gastos financieros	6,027	5,947	6,622	18,363	21,153
Intereses y otros ingresos (gastos)	1,187	312	(1,256)	973	422
Impuesto a la renta	6,379	5,078	(4,751)	18,251	(3,711)
EBITDA ajustado	\$ 57,290	\$ 56,635	\$ 31,030	\$ 195,414	\$ 68,940

En la tabla siguiente se muestra una conciliación del ingreso neto con los resultados netos antes de partidas extraordinarias y el cálculo de las utilidades diluidas por acción antes de partidas extraordinarias:

(\$ miles)	Tres Meses terminado			Nueve Meses terminado	
	Sep 30 2010	Jun 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
Utilidad (pérdida) neta	\$ 32.810	\$ 11.736	\$ (831)	\$ 73.866	\$ (24.980)
Utilidad en la venta de los activos de Kitimat	(22.223)	-	-	(22.223)	-
Utilidad (pérdida) neta antes de partidas inusuales	\$ 10.587	\$ 11.736	\$ (831)	\$ 51.643	\$ (24.980)
Promedio ponderado diluido del número de acciones	93.330.104	93.316.383	92.069.764	93.352.604	92.048.250
Utilidad (pérdida) neta diluido por acción ordinaria antes ítems inusuales	0,11	0,13	(0,01)	0,55	(0,27)

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:

	Tres Meses Terminados			
	Sep 30	Jun 30	Mar 31	Dec 31
<i>(\$ miles, excepto montos por acción)</i>	2010	2010	2010	2009
Ventas	\$ 480.997	\$ 448.543	\$ 466.706	\$ 381.729
Utilidad (pérdida) neta	32.810	11.736	29.320	25.718
Utilidad neta antes de ítemes inusuales	10.587	11.736	29.320	25.718
Utilidad neta básica por acción ordinaria	0,36	0,13	0,32	0,28
Utilidad neta básica por acción ordinaria antes de ítemes inusuales	0,11	0,13	0,32	0,28
Utilidad diluida por acción ordinaria	0,35	0,13	0,31	0,28
Utilidad diluida por acción ordinaria antes de ítemes inusuales	0,11	0,13	0,31	0,28

	Tres Meses Terminados			
	Sep 30	Jun 30	Mar 31	Dic 31
<i>(\$ miles, excepto montos por acción)</i>	2009	2009	2009	2008
Ventas	\$ 316.932	\$ 245.501	\$ 254.007	\$ 408.384
Pérdida neta	-831	-5.743	-18.406	-3.949
Pérdida neta básica por acción ordinaria	(0,01)	(0,06)	(0,20)	(0,04)
Pérdida neta diluida por acción ordinaria	(0,01)	(0,06)	(0,20)	(0,04)

DECLARACIONES CON PROYECCIONES FUTURAS

Esta Discusión y Análisis de la Administración (“MD&A”) del Tercer Trimestre 2010, así como los comentarios formulados durante la conferencia telefónica con inversionistas del Tercer 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 primer trimestre de 2011,
- 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, en especial del gobierno de China, proveedores de gas, los juzgados y tribunales, o de terceros.

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 2011,
- 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 Tercer 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 15 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 costos de transporte.

VOLUMEN El cambio en EBITDA Ajustado como resultado de cambios en el volumen de ventas se calcula como la diferencia de un 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		Nueve Meses Terminados	
	Sep 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
Ventas	\$ 480,997	\$ 316,932	\$ 1,396,246	\$ 816,440
Costo de ventas y gastos operacionales	(423,707)	(285,902)	(1,200,832)	(747,500)
Depreciación y amortización	(33,586)	(27,924)	(101,216)	(85,597)
Utilidad venta activos de Kitimat	22,223	-	22,223	-
Resultado operacional antes de los siguientes ítems	45,927	3,106	116,421	(16,657)
Intereses financieros (nota 6)	(6,027)	(6,622)	(18,363)	(21,153)
Intereses y otros ingresos (gastos)	(1,187)	1,256	(973)	(422)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	38,713	(2,260)	97,085	(38,232)
Impuesto (gasto) recuperación:				
Corriente	(6,379)	4,751	(18,251)	3,711
Diferido	476	(3,322)	(4,968)	9,541
	(5,903)	1,429	(23,219)	13,252
Utilidad (pérdida) neta	\$ 32,810	\$ (831)	\$ 73,866	\$ (24,980)
Utilidad (pérdida) neta por acción ordinaria:				
Básica	\$ 0.36	\$ (0.01)	\$ 0.80	\$ (0.27)
Diluida	\$ 0.35	\$ (0.01)	\$ 0.79	\$ (0.27)
Promedio ponderado de acciones ordinarias vigentes:				
Básica	92,209,089	92,069,764	92,174,766	92,048,250
Diluida	93,330,104	92,069,764	93,352,604	92,048,250
Número de acciones ordinarias vigentes al final del periodo	92,233,217	92,108,242	92,233,217	92,108,242

Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

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

	Sep 30 2010	Dic 31 2009
ACTIVOS		
Activos circulantes:		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 191,839	\$ 169,788
Cuentas por cobrar	318,075	257,418
Inventarios	185,714	171,554
Gastos pagados por anticipado	20,337	23,893
	715,965	622,653
Activo fijo (nota 3)	2,200,779	2,183,787
Otros activos	100,561	116,977
	\$ 3,017,305	\$ 2,923,417
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		
Current liabilities:		
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 236,399	\$ 232,924
Current maturities on long-term debt (note 5)	49,738	29,330
Current maturities on other long-term liabilities	10,580	9,350
	296,717	271,604
Obligaciones a largo plazo (nota 5)	903,943	884,914
Otras obligaciones a largo plazo	121,757	97,185
Impuestos diferidos	305,478	300,510
Interés minoritario	137,088	133,118
Patrimonio:		
Capital	429,714	427,792
Excedente aportado	28,289	27,007
Utilidades retenidas	837,155	806,158
Otras pérdidas integrales acumuladas	(42,836)	(24,871)
	1,252,322	1,236,086
	\$ 3,017,305	\$ 2,923,417

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	Otros Ingresos (pérdidas) Integrales Acumulados				Total Patrimonio
		Capital Pagado	Excedente Aportado	Utilidades Retenidas		
Saldos 31 de Diciembre 2008,	92,031,392	\$ 427,265	\$ 22,669	\$ 862,507	\$ (24,025)	\$ 1,288,416
Resultado neto	-	-	-	738	-	738
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	4,440	-	-	4,440
Emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	76,850	425	-	-	-	425
Reclasificación de fecha de otorgamiento, valor justo al ejercicio de opciones sobre acciones	-	102	(102)	-	-	-
Dividendos pagados	-	-	-	(57,087)	-	(57,087)
Otros ingresos ítegrales	-	-	-	-	(846)	(846)
Saldos 31 de Diciembre 2009	92,108,242	\$ 427,792	\$ 27,007	\$ 806,158	\$ (24,871)	\$ 1,236,086
Resultado neto	-	-	-	41,056	-	41,056
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	1,243	-	-	1,243
Emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	88,490	897	-	-	-	897
Reclasificación de fecha de otorgamiento, valor justo al ejercicio de opciones sobre acciones	-	326	(326)	-	-	-
Dividendos pagados	-	-	-	(28,575)	-	(28,575)
Otros ingresos ítegrales	-	-	-	-	(11,263)	(11,263)
Saldos 30 Junio 2010	92,196,732	\$ 429,015	\$ 27,924	\$ 818,639	\$ (36,134)	\$ 1,239,444
Resultado neto	-	-	-	32,810	-	32,810
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	561	-	-	561
Emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	36,485	503	-	-	-	503
Reclasificación de fecha de ejercicio de opciones sobre acciones	-	196	(196)	-	-	-
Dividendos pagados	-	-	-	(14,294)	-	(14,294)
Otros ingresos ítegrales	-	-	-	-	(6,702)	(6,702)
Saldos 30 de Septiembre 2010	92,233,217	\$ 429,714	\$ 28,289	\$ 837,155	\$ (42,836)	\$ 1,252,322

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

	Tres Meses Terminados		Nueve Meses Terminados	
	Sep 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
Resultado neto	\$ 32,810	\$ (831)	\$ 73,866	\$ (24,980)
Otras utilidades (pérdidas) integrales, neto de impuesto:				
Change in fair value of forward exchange contracts (nota 11)	-	96	-	(82)
Cambio en valor justo de contratos swap de tasa de interés (nota 11)	(6,702)	(5,219)	(17,965)	(1,111)
	(6,702)	(5,123)	(17,965)	(1,193)
Ingresos (pérdidas) integrales	\$ 26,108	\$ (5,954)	\$ 55,901	\$ (26,173)

Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

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

	Tres Meses Terminados		Nueve Meses Terminados	
	Sep 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERACIONALES				
Utilidad (pérdida) neta	\$ 32,810	\$ (831)	\$ 73,866	\$ (24,980)
Agregar (deducir):				
Depreciación y amortización	33,586	27,924	101,216	85,597
Utilidad venta activos de Kitimat	(22,223)	-	(22,223)	-
Impuesto diferido	(476)	3,322	4,968	(9,541)
Compensaciones basadas en acciones gastos (recuperación)	6,913	4,602	14,028	7,929
Otros	4,303	1,222	8,604	6,265
Otros pagos de efectivo, incluye compensaciones en acciones	(1,766)	16	(5,888)	(10,975)
Flujo de efectivo de actividades operacionales antes de los siguientes	53,147	36,255	174,571	54,295
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo (nota 10)	(5,161)	(36,008)	(32,092)	20,230
	47,986	247	142,479	74,525
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES FINANCIERAS				
Pagos de dividendos	(14,294)	(14,277)	(42,869)	(42,810)
Fondos de obligaciones con garantías limitadas	30,415	32,378	67,515	137,378
Costos financieros	-	(1,732)	-	(1,732)
Contribuciones de capital interés minoritario	5,630	10,096	15,947	38,868
Pagos de obligaciones con garantías limitadas	(15,722)	(312)	(23,363)	(7,953)
Fondos provenientes de emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	503	371	1,400	425
Pago de otras obligaciones a largo plazo	(9,667)	(6,280)	(20,260)	(9,968)
	(3,135)	20,244	(1,630)	114,208
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSION				
Activo fijo	(9,010)	(18,766)	(36,182)	(50,193)
Egipto Planta en construcción	(22,874)	(46,863)	(64,858)	(222,756)
Activos Peróleo y Gas	(3,694)	(6,358)	(18,830)	(17,558)
GeoPark, financiamiento, neto de repagos	715	1,183	5,696	4,296
Cambios en cuentas de reservas obligaciones proyecto	-	-	-	5,044
Otros activos	9,036	-	(462)	(2,454)
Cambios en capital de trabajo sin movimientos de fondos (nota 10)			(4,162)	(36,106)
	(30,927)	(100,655)	(118,798)	(319,727)
Aumento (disminución) en efectivo y efectivo equivalente	13,924	(80,164)	22,051	(130,994)
Efectivo y efectivo equivalente, inicio del periodo	177,915	277,600	169,788	328,430
Efectivo y efectivo equivalente, término del periodo	\$ 191,839	\$ 197,436	\$ 191,839	\$ 197,436
INFORMACION SUPLEMENTARIA FLUJO DE EFECTIVO				
Intereses pagados	\$ 24,166	\$ 22,104	\$ 52,554	\$ 48,098
Impuestos pagados, neto de devoluciones	\$ 2,210	\$ 1,369	\$ 8,931	\$ 9,088

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 nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2010 fue de \$405 millones (2009 – \$263 millones) y \$1.152 millones (2009 - \$702 millones), respectivamente.

3. Activo fijo:

	Costo	Depreciación Acumulada	Valor Libro Neto
30 de septiembre de 2010			
Planta y equipos	\$ 2,609,332	\$ 1,459,433	\$ 1,149,899
Planta en construcción en Egipto	920,601	-	920,601
Activos - petróleo y gas	88,380	17,119	71,261
Otros	115,999	56,981	59,018
	\$ 3,734,312	\$ 1,533,533	\$ 2,200,779
31 de diciembre 2009			
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
	\$ 3,641,669	\$ 1,457,882	\$ 2,183,787

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:

Balance General Consolidado	Sep 30 2010	Dic 31 2009
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 3,175	\$ 8,252
Otros activos circulantes	89,195	72,667
Activo fijo	234,481	240,290
Otros activos	12,920	12,920
Cuentas por pagar y provisiones	28,398	22,380
Deuda a largo plazo, incluye porción corto plazo (nota 5)	86,488	93,155
Impuestos diferidos	19,055	18,660

Estado de Resultados Consolidado	Tres Meses Terminados		Nueve Meses Terminados	
	Sep 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
Ventas	\$ 29,203	\$ 57,909	\$ 124,306	\$ 139,009
Gastos	(28,068)	(42,239)	(116,620)	(114,274)
Utilidad antes de impuesto	1,135	15,670	7,686	24,735
Impuesto a la renta	(339)	(1,433)	(1,790)	(2,923)
Utilidad neta	\$ 796	\$ 14,237	\$ 5,896	\$ 21,812

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	Tres Meses Terminados		Nueve Meses Terminados	
	Sep 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
Flujo de efectivo de actividades operacionales	\$ (18,295)	\$ 5,949	\$ 8,683	\$ 38,116
Flujo de efectivo de actividades financieras	-	-	(7,016)	(7,016)
Flujo de efectivo de actividades de inversión	(5,124)	(473)	(6,744)	(3,753)

5. Pasivos a largo plazo:

Pagarés no garantizados	Sep 30 2010	Dec 31 2009
8.75% vencimiento 15 de agosto 2012	\$ 198,987	\$ 198,627
6.00% vencimiento 15 de agosto 2015	148,853	148,705
	347,840	347,332
Atlas créditos con garantías limitadas	86,488	93,155
Egipto créditos con garantías limitadas	499,103	461,570
Otros créditos con garantías limitadas	20,250	12,187
	953,681	914,244
Menos vencimiento corto plazo	(49,738)	(29,330)
	\$ 903,943	\$ 884,914

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. Al 30 de septiembre de 2010 la Compañía ha girado totalmente el financiamiento con garantías limitadas de Egipto y ha comenzado el pago de este financiamiento haciendo el primer pago de capital de las 24 cuotas semestrales.

6. Intereses financieros:

	Tres Meses Terminados		Nueve Meses Terminados	
	Sep 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
Gastos financieros antes de intereses capitalizados	\$ 15,695	\$ 15,132	\$ 46,629	\$ 44,422
Menos: intereses capitalizados relacionado con proyecto Egipto	(9,668)	(8,510)	(28,266)	(23,269)
Gasto financiero	\$ 6,027	\$ 6,622	\$ 18,363	\$ 21,153

Los intereses durante la construcción de la planta de metanol de Egipto se capitalizan hasta que la planta esté sustancialmente terminada 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 nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2010, los costos por intereses relacionados con este proyecto de \$9.7 millones, (2009 - \$8.5 millones) y \$28.3 millones (2009 - \$23.3 millones) fueron capitalizados, respectivamente.

7. Utilidad neta por acción ordinaria:

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

	Tres Meses Terminados		Nueve Meses Terminados	
	Sep 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
Denominador utilidad neta básica por acción ordinaria	92,209,089	92,069,764	92,174,766	92,048,250
Efecto de opciones de acciones diluida	1,121,015	-	1,177,838	-
Denominador utilidad neta diluida por acción ordinariae	93,330,104	92,069,764	93,352,604	92,048,250

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 septiembre 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	(78,490)	11.02
Anuladas	(7,500)	3.29	(25,090)	14.02
Vigentes al 30 de Junio 2010	37,850	\$ 9.56	4,983,912	\$ 19.03
Otorgadas	-	-	-	-
Ejercidas	-	-	(36,485)	13.77
Anuladas	-	-	(7,065)	20.83
Vigentes al 30 de Septiembre 2010	37,850	\$ 9.56	4,940,362	\$ 19.03

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

Rango de Precio de Ejercicio	Opciones Vigentes al 30 de Sep. 2010			Opciones Ejercidas al 30 de Sep. 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
Opciones denominadas en CAD					
\$9.56	0.4	37,850	\$ 9.56	37,850	\$ 9.56
Opciones denominadas en USD					
\$6.33 to 11.56	5.1	1,415,545	\$ 6.57	536,335	\$ 6.97
\$17.85 to 22.52	2.2	1,415,350	20.27	1,415,350	20.27
\$23.92 to 28.43	4.0	2,109,467	26.65	1,676,258	26.37
	3.8	4,940,362	\$ 19.07	3,627,943	\$ 21.12

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

Para el período de tres y nueve meses terminado al 30 de septiembre 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 - \$0,7 millones) y \$1.8 millones (2009 - \$3.7 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.

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

(i) SARs y TSARs vigentes:

SARs y TSARs vigentes al 30 de Septiembre 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	735.505	25,19
Ejercidas	-	-	-	-
Anuladas	-	-	-	-
Vigentes al 30 de Junio de 2010	394.065	\$ 25,22	735.505	\$ 25,19
Otorgadas	-	-	-	-
Ejercidas	-	-	-	-
Anuladas	(3.000)	25,22	-	-
Vigentes al 30 de Septiembre de 2010	391.065	\$ 25,22	735.505	\$ 25,19

¹ Al 30 de Septiembre 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 período de reportes financieros. El valor intrínscico y obligación de SARs y TSARs al 30 de septiembre 2010 fue cero.

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

c) Unidades de acciones diferidas, restringidas y rendimiento:

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

	Unidades de Acciones Diferidas	Unidades de Acciones Restringidas	Unidades de Acciones de Rendimiento
Vigentes al 31 de Diciembre 2009	505,176	22,478	1,078,812
Otorgadas	46,002	29,500	404,630
Otorgadas a cambio de dividendos	7,835	693	15,600
Rescatadas	-	-	(326,840)
Anuladas	-	-	(8,076)
Vigentes al 30 de Junio 2010	559,013	52,671	1,164,126
Otorgadas	1,900	-	-
Otorgadas a cambio de dividendos	3,478	339	7,467
Rescatadas	(10,722)	-	-
Anuladas	-	-	(2,023)
Vigentes al 30 de Septiembre 2010	553,669	53,010	1,169,570

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 Septiembre de 2010 fue de \$37.3 millones, comparado con la obligación registrada de \$30.5 millones. La diferencia entre el valor justo y la obligación registrada de \$6.8 millones se reconocerá durante el período de servicio promedio ponderado que reste, de aproximadamente 1,2 años.

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

Para los tres y nueve meses terminados al 30 de Septiembre de 2010, el gasto por compensación relacionado con unidades de acciones diferidas, restringidas y de desempeño incluida en el costo de venta y gastos operacionales es \$6.3 millones (2009 \$3.9 millones) y \$12.3 millones (2009 - \$4.2 millón), respectivamente. Este incluye un gasto de \$4.6 millones (2009 - \$2.5 millón), y \$4.5 millón (2009 - recuperación de \$1.5 millones) relacionado con el efecto del cambio en el precio de las acciones de la Compañía para los tres y nueve meses terminados el 30 de Septiembre 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 nueve meses terminado al 30 de Septiembre de 2010 fue de \$2.1 millones (2009- \$2.0 millones) y \$6.2 millones (2009 - \$7.5 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 nueve meses terminado al 30 de Septiembre de 2010, fueron los siguientes:

	Tres Meses Terminado		Nueve Meses Terminado	
	Sep 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
Disminución (aumento) en capital de trabajo sin movimiento de fondos:				
Cuentas por cobrar	\$ (46,097)	\$ (60,200)	\$ (60,657)	\$ (29,339)
Inventarios	(19,328)	(13,664)	(14,160)	61,020
Gastos anticipados	(2,484)	1,977	3,556	(5,423)
Cuentas por pagas y provisiones	27,455	3,057	3,475	(40,724)
	<u>(40,454)</u>	<u>(68,830)</u>	<u>(67,786)</u>	<u>(14,466)</u>
Ajustes de partidas que no afectan caja	30,193	2,971	31,532	(1,410)
Cambios en capital de trabajo que no representa flujo de efectivo	\$ (10,261)	\$ (65,859)	\$ (36,254)	\$ (15,876)
Estos cambios se relacionan a las siguientes actividades:				
Operacional	\$ (5,161)	\$ (36,008)	\$ (32,092)	\$ 20,230
Inversión	(5,100)	(29,851)	(4,162)	(36,106)
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo	\$ (10,261)	\$ (65,859)	\$ (36,254)	\$ (15,876)

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:

	Sep 30 2010		Dic 31 2009
Activos financieros:			
Mantenidos para la venta:			
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 191,839	\$	169,788
Provisión incobrable, saldo incluido en otros activos	12,920		12,920
Instrumentos derivados designados como hedge de flujo de caja			
Préstamos y cuentas por cobrar:			
Cuentas por cobrar incluyendo porción corto plazo Geopark	313,585		249,332
GeoPark financiamiento incluido en otros activos	40,400		46,055
	\$ 558,744	\$	478,095
Pasivos financieros:			
Otros pasivos financieros:			
Cuentas por pagar y provisiones	\$ 236,399	\$	232,924
Deuda a largo plazo, incluye porción corriente	953,681		914,244
Leasing financiero incluido en otros pasivos a largo plazo			
Pasivos financieros mantenidos para la venta:			
Instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja	47,441		33,185
Instrumentos derivados	-		99
	\$ 1,237,521	\$	1,180,452

Al 30 de Septiembre 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 notional vigente de \$368 millones al 30 de Septiembre de 2010. El monto notional disminuye durante el periodo esperado de pago. Al 30 de Septiembre 2010 estos contratos swap de tasa de interés, tienen un valor justo negativo de \$47.4 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.

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 los méritos del caso e interpretaciones legales, la administración cree que su posición debe ser mantenida y en consecuencia no se ha registrado ninguna provisión en los estados financieros.

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 EEUU, con respecto del estado de resultados consolidado de la Compañía para el período de tres y nueve meses terminado al 30 de Septiembre de 2010 y 2009, son las siguientes:

	Tres Meses Terminados		Nueve Meses Terminados	
	Sep 30 2010	Sep 30 2009	Sep 30 2010	Sep 30 2009
Utilidad (pérdida) neta de acuerdo a GAAP Canadiense	\$ 32,810	\$ (831)	\$ 73,866	\$ (24,980)
Más (menos) ajustes por:				
Depreciación y amortización ^a	(478)	(478)	(1,433)	(1,433)
Compensaciones basadas en acciones ^b	(1,819)	(70)	(3,892)	(93)
Posiciones inciertas de impuestos ^c	(880)	(1,189)	(1,072)	(1,795)
Efecto tributario de ajustes anteriores ^d	167	167	501	501
Utilidad (pérdida) neta de acuerdo a U.S. GAAP	\$ 29,800	\$ (2,401)	\$ 67,970	\$ (27,800)
Información por acción de acuerdo a U.S. GAAP:				
Utilidad (pérdida) neta básica por acción	\$ 0.32	\$ (0.03)	\$ 0.74	\$ (0.30)
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción	\$ 0.32	\$ (0.03)	\$ 0.73	\$ (0.30)

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 nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2010 y 2009, son las siguientes:

	Tres Meses Terminados			
	Sep 30, 2010		Sep 30, 2009	
	GAAPs Canadienses	Ajustes	U.S. GAAP	U.S. GAAP
Utilidad (pérdida) neta	\$ 32,810	\$ (3,010)	\$ 29,800	\$ (2,401)
Variaciones en valor justo de contratos forward de moneda, neto de impuesto	-	-	-	96
Variaciones en valor justo de swap de tasa de interés, neto de impuesto	(6,702)	-	(6,702)	(5,219)
Variaciones relacionadas con pensiones, neto de impuesto	-	348	348	399
Ingreso (pérdida) integral	\$ 26,108	\$ (2,662)	\$ 23,446	\$ (7,125)

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

	Nueve Meses Terminados			
	Sep 30, 2010			Sep 30, 2009
	Canadienses	Ajustes	U.S. GAAP	U.S. GAAP
Utilidad (pérdida) neta	\$ 73,866	\$ (5,896)	\$ 67,970	\$ (27,800)
Variaciones en valor justo de contratos forward de moneda, neto de impuesto	-	-	-	(82)
Variaciones en valor justo de swap de tasa de interés, neto de impuesto	(17,965)	-	(17,965)	(1,111)
Variaciones relacionadas con pensiones, neto de impuesto	-	1,047	1,047	1,129
Ingreso (pérdida) integral	\$ 55,901	\$ (4,849)	\$ 51,052	\$ (27,864)

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 \$1.4 millón (2009 - \$1.4 millón), fue registrado para los tres y nueve meses terminados al 30 de Septiembre 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 Septiembre 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 un aumento en el costo de ventas y gastos de operación de \$1.7 millones y aumento de \$3.8 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de Septiembre 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 tópic 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 un cargo de \$0.9 millón (2009 - gasto \$1.2 millón) y \$1.1 millón (2009 - \$1.8 millón) fue registrado para los tres y nueve meses terminados al 30 de Septiembre 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 \$0.5 millón (2009 - \$0.5 millón) fue registrado por los tres y nueve meses terminados al 30 de Septiembre 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 \$0.3 millón (2009 - \$0.4 millones) y \$1.0 millón (2009 - \$1.1 millón) fue registrado para los tres y nueve meses terminados al 30 de Septiembre 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 ningún 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	T3	T2	T1	2009	T4	T3	T2	T1	2008	T4	T3	T2	T1
VOLUMEN DE VENTAS METANOL (miles de toneladas)														
Producido por la Compañía	2,709	885	900	924	3,764	880	943	941	1,000	3,363	829	946	910	678
Metanol comprado	2,074	792	678	604	1,546	467	480	329	270	2,074	435	429	541	669
Ventas base comisiones ¹	358	101	107	150	638	152	194	161	131	617	134	172	168	143
	5,141	1,778	1,685	1,678	5,948	1,499	1,617	1,431	1,401	6,054	1,398	1,547	1,619	1,490
PRODUCCION DE METANOL (miles de toneladas)														
Chile	727	194	229	304	942	265	197	252	228	1,088	272	246	261	309
Titan, Trinidad	658	217	224	217	764	188	188	165	223	871	225	200	229	217
Atlas, Trinidad (63.1%)	618	284	96	238	1,015	279	257	275	204	1,134	269	284	288	293
Nueva Zelanda	624	200	216	208	822	223	202	203	194	570	200	126	124	120
	2,627	895	765	967	3,543	955	844	895	849	3,663	966	856	902	939
PRECIO PROMEDIO REALIZADO DEL METANOL²														
(\$/tonelada)	291	286	284	305	225	282	222	192	199	424	321	413	412	545
(\$/galón)	0.88	0.86	0.85	0.92	0.68	0.85	0.67	0.58	0.60	1.28	0.97	1.24	1.24	1.64
INFORMACION POR ACCION (\$ por acción)														
Utilidad (pérdida) neta básica	\$ 0.80	0.36	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	\$ 0.79	0.35	0.13	0.31	0.01	0.28	(0.01)	(0.06)	(0.20)	1.78	(0.04)	0.74	0.40	0.66

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

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