

COMUNICADO DE PRENSA



Methanex Corporation

1800 – 200 Burrard St.

Vancouver, BC Canada V6C 3M1

Investor Relations: (604) 661-2600

<http://www.methanex.com>

Para publicación inmediata

METHANEX INFORMA MEJORES RESULTADOS EN EL CUARTO TRIMESTRE – LA PLANTA DE EGIPTO REGISTRA SU PRIMERA PRODUCCIÓN DE METANOL

26 DE ENERO 2011

Para el cuarto trimestre de 2010, Methanex informó un EBITDA Ajustado¹ de \$71.3 millones y una utilidad neta de \$27.9 millones (\$0.30 por acción sobre base diluida). Esto se compara con un EBITDA Ajustado¹ de \$57.3 millones y una utilidad neta antes de partidas extraordinarias de \$10.6 millones (\$0.11 por acción sobre base diluida) para el tercer trimestre 2010. Para el año terminado al 31 de Diciembre 2010, Methanex informó un EBITDA Ajustado¹ de \$266.7 millones y una utilidad neta de \$101.7 millones (\$1.09 por acción sobre base diluida) y resultado neto antes de partidas extraordinarias \$79.5 millones (\$0.85 por acción sobre base diluida). El resultado neto para el tercer trimestre de 2010 y año terminado al 31 de diciembre de 2010 incluye una utilidad después de impuesto de \$22.2 millones relacionada con la venta de la planta de la compañía ubicada en Kitimat, Canadá.

El Sr. Bruce Aitken, Presidente y CEO de Methanex comentó, "Los precios del metanol aumentaron durante el cuarto trimestre y esto conllevó a mejores flujos de efectivo y de utilidades. Estamos decepcionados con la producción en el 2010 ya que fue inferior a la esperada, y nuestro potencial de ganancias, se mejora sustancialmente cuando somos capaces de operar nuestras plantas a tasas más altas. A este respecto, me complace informar que el Proyecto de Egipto registró su primera producción de metanol la semana pasada y que el reinicio de la planta de Medicine Hat, Alberta está planificada para principios del segundo trimestre de 2011. Con la incorporación de estas dos plantas de producción, estamos bien posicionados para aumentar nuestra capacidad de producción y de ingresos este año."

El Sr. Aitken concluyó, "Aunque los precios del metanol se han moderado suavemente a principios del primer trimestre de 2011, estos se mantienen todavía en niveles fuertes. Con US\$194 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 para hacer crecer a la Compañía."

Se ha programado una conferencia telefónica para el 27 de enero de 2011 a las 12.00 a.m. EST (9:00 a.m. PST) para revisar los resultados del cuarto trimestre. Para acceder a la conferencia telefónica, digite al operador de conferencia diez minutos antes del inicio de la llamada al (416) 695-6616, o gratis al (800) 565-0813. 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 4012032. Habrá una difusión simultánea de audio de la conferencia, a la que se puede tener acceso desde nuestro sitio Web en www.methanex.com. La versión web estará disponible en nuestro sitio web durante tres semanas después de la conferencia.

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

ADVERTENCIA SOBRE INFORMACION DE PROYECCIONES FUTURAS

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

¹ El 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 Cuarto 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

 <p>A Responsible Care® Company</p> <p>Reporte Interino</p> <p>Para los tres meses</p> <p>terminados</p> <p>4</p> <p>31 de Diciembre 2010</p>	<p>Información de Acciones</p> <p>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.</p> <p>Agentes de Traspasos & Registros</p> <p>CIBC Mellon Trust Company 320 Bay Street Toronto, Ontario, Canada M5H 4A6 Toll free in North America: 1-800-387-0825</p>	<p>Información Inversionistas</p> <p>Se puede tener acceso a todos los informes financieros, noticias de prensa e información corporativa en nuestro sitio Web www.methanex.com.</p> <p>Contacto de Información</p> <p>Methanex Investor Relations 1800 – 200 Burrard Street Vancouver, BC Canadá V6C 3M1</p> <p>E-mail: invest@methanex.com Methanex Toll-Free: 1-800-661-8851</p>
--	---	--

DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN DEL CUARTO 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 Cuarto Trimestre de 2010, de fecha 26 de Enero 2011, 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 at www.sec.gov.

(\$ millones, excepto cuando se indique)	Tres Meses Terminados			Años Terminados	
	Dic 31 2010	Sep 30 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Producción (miles de tons)	913	895	955	3.540	3.543
Volumen de ventas (miles de toneladas)					
Metanol producido	831	885	880	3.540	3.764
Metanol comprado de terceros	806	792	467	2.880	1.546
Ventas comprometidas ¹	151	101	152	509	638
Total volumen de ventas	1.788	1.778	1.499	6.929	5.948
Methanex, precio de referencia promedio antes de descuentos (\$ por tonelada)	407	334	327	356	252
Precio promedio realizado (\$ por tonelada)	348	286	282	306	225
EBITDA ajustado ⁴	71,3	57,3	72,9	266,7	141,8
Flujo de caja de actividades operacionales	10,4	48,0	35,7	152,9	110,3
Flujo de caja de actividades operacionales antes de cambios en capital de trabajo no en efectivo ⁴	77,0	53,1	74,2	251,6	128,5
Resultado operacional ⁴	41,2	45,9	40,9	157,6	24,2
Utilidad neta	27,9	32,8	25,7	101,7	0,7
Utilidad neta antes de ítems inusuales	27,9	10,6	25,7	79,5	0,7
Utilidad neta básica por acción ordinaria	0,30	0,36	0,28	1,10	0,01
Utilidad neta básica por acción ordinaria antes de ítems inusuales ⁴	0,30	0,11	0,28	0,86	0,01
Utilidad neta diluida por acción ordinaria	0,30	0,35	0,28	1,09	0,01
Utilidad neta diluida por acción ordinaria antes de ítems inusuales ⁴	0,30	0,11	0,28	0,85	0,01
Información de acciones ordinarias (millones de acciones):					
Promedio ponderado de acciones ordinarias	92,3	92,2	92,1	92,2	92,1
Promedio ponderado diluido de acciones ordinarias	94,0	93,3	93,1	93,5	92,7
Número de acciones ordinarias en circulación, final del período	92,6	92,2	92,1	92,6	92,1

- 1 Las ventas comprometidas representan volumen comercializado sobre base comprometida. Este ingreso se incluye en resultados cuando se devenga.
- 2 El precio de referencia promedio antes de descuentos de Methanex representa nuestro precio promedio de referencia publicado antes de descuentos en Norteamérica, Europa y Asia Pacífico ponderado por el volumen de ventas. La información de precios actual e histórica está disponible en nuestro sitio Web www.methanex.com.
- 3 El precio promedio realizado se calcula como ventas neta de comisiones devengadas, dividido por el volumen total de ventas de metanol producido y comprado.
- 4 Estos ítems son mediciones no 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 toneladas)	Capacidad Anual ¹	2010 Producción	2009 Producción	T4 2010 Producción	T3 2010 Producción	T4 2009 Producción
Chile I, II, III and IV	3.800	935	942	208	194	265
Atlas (Trinidad) (63.1% interest)	1.150	884	1.015	266	284	279
Titan (Trinidad)	900	891	764	233	217	188
Nueva Zelanda ²	900	830	822	206	200	223
	6.750	3.540	3.543	913	895	955

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

² La capacidad de producción de Nueva Zelanda representa sólo 0,9 millones de toneladas al año de la planta Motunui que reiniciamos a fines de 2008. La capacidad operativa práctica dependerá en parte en la composición de la materia prima del gas natural y puede ser menor que 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 cuarto trimestre de 2010 la producción de nuestras plantas de metanol en Chile fue de 208.000 toneladas, comparado con 194.000 toneladas durante el tercer trimestre de 2010. La mayor producción durante el cuarto trimestre de 2010 fue principalmente el resultado de mayores entregas de gas natural de la empresa de energía estatal, Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) debido a que la demanda de gas natural para fines residenciales fue menor en la estación cálida en el hemisferio sur. Actualmente estamos operando con una planta en Chile. La tasa de producción de nuestra planta en Chile depende principalmente de la demanda de gas natural para uso residencial, que es mayor en el invierno del hemisferio sur, las tasas de producción de los actuales pozos de gas natural, y el nivel de las entregas de gas natural desde nuevas actividades de desarrollo y exploración en el sur Chile.

Nuestra meta es aumentar progresivamente la producción en nuestras plantas en Chile con gas natural suministrado por los proveedores en Chile. Nosotros estamos buscando oportunidades de inversión con ENAP, Geopark Chile Limited (Geopark) y otros para ayudar a acelerar la exploración y el desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Estamos trabajando con ENAP para el desarrollo de gas natural en el bloque Dorado Riquelme en el sur de Chile. Bajo este convenio, financiamos una participación del 50% en el bloque y al 31 de Diciembre 2010 hemos contribuido aproximadamente \$86 millones. Durante los últimos años, hemos proporcionado a Geopark \$57 millones (de los cuales \$32 millones aproximadamente han sido pagados al 31 de Diciembre 2010) para apoyar y acelerar las actividades de exploración y desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Geopark ha aceptado abastecernos con todo el gas natural procedente del bloque Fell en el sur de Chile bajo un contrato de suministro exclusivo de diez años que comenzó en 2008. Durante el cuarto trimestre de 2010 aproximadamente el 60% de la producción total de nuestras plantas en Chile fue 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 comunicado que hay descubrimientos de gas y esperamos que las primeras entregas de gas de estos nuevos hallazgos en el 2011. Nosotros estamos participando en un consorcio en dos bloques de exploración bajo esta ronda de licitación – en los bloques Tranquilo y Otway. El consorcio comprende Wintershall, GeoPark, y Pluspetrol 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. Al 31 de diciembre 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. Durante el cuarto trimestre de 2010 estas plantas registraron una producción de 499,000 toneladas comparado con 501,000 toneladas en el tercer trimestre de 2010.

Nueva Zelanda

Nuestras plantas de Nueva Zelanda registraron una producción de 206,000 toneladas durante el cuarto trimestre de 2010, comparado con 200.000 toneladas durante el tercer 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 anuales durante 2011 y 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 de 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 económico razonable.

Egipto

La construcción de la planta de metanol 1,3 millones de toneladas en Egipto se encuentra terminada y la etapa de marcha blanca está también prácticamente terminada. En enero de 2011, la planta registró la primera producción de metanol y esperamos que la producción se acelere durante el primer trimestre de 2011. Somos propietarios del 60% de la planta y nosotros comercializaremos el 100% de la producción de metanol.

Medicine Hat

Actualmente estamos trabajando en el reinicio de nuestra planta de 470.000 toneladas por año de metanol en Medicine Hat, Alberta, Canadá, que está programada para iniciar operaciones a principios del segundo trimestre de 2011. Para apoyar el reinicio, hemos dado inicio a 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 el 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, de los cuales se han incurrido \$10 millones en 2010 y \$ 30 millones serán incurridos en el primer trimestre de 2011.

ANALISIS DE RESULTADOS

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

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

Para el cuarto trimestre de 2010, registramos un EBITDA Ajustado de \$71.3 millones y una utilidad neta de \$27.9 millones (\$0.30 por acción en base diluida). Esto se compara con 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 ítems extraordinarios de \$10.6 millones (\$0.11 por acción en base diluida) para el tercer trimestre de 2010 y un EBITDA Ajustado de \$72.9 millones y una utilidad neta de \$25.7 millones (\$0.28 por acción en base diluida) para el cuarto trimestre de 2009.

Para el año terminado al 31 de diciembre de 2010, registramos un EBITDA Ajustado de \$266.7 millones y una utilidad neta de \$101.7 millones (\$1.09 por acción en base diluida) y un resultado neto antes de ítems extraordinarios de \$79.5 millones (\$0.85 por acción en base diluida). Durante el año terminado al 31 de diciembre 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 \$141.8 millones y una utilidad neta de \$0.7 millones (0.01 por acción en base diluida) para el año terminado al 31 de diciembre de 2009.

Una conciliación entre resultado neto y resultado neto antes de partidas extraordinarias es la siguiente:

(\$ millones)	T4 2010	2010
Resultado neto	\$ 27.9	\$ 101.7
Utilidad en venta de activos de Kitimat	-	(22.2)
Resultado neto antes de ítems extraordinarios	\$ 27.9	\$ 79.5

EBITDA Ajustado

El aumento del EBITDA Ajustado fue el resultado de cambios en lo siguiente:

(\$ millones)	T4 2010 comparado con T3 2010		T4 2010 comparado con T4 2009		2010 comparado con 2009	
	\$	101	\$	106	\$	520
Precio promedio realizado						
Volumen de ventas		(2)		24		62
Total costos base caja		(85)		(132)		(457)
	\$	14	\$	(2)	\$	125

Precio promedio realizado

(\$ por ton, excepto cuando se indique lo contrario)	Tres Meses Terminados			Años Terminados	
	Dic 31 2010	Sep 30 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Methanex precio de referencia promedio antes de descuento	407	334	327	356	252
Methanex precio promedio realizado	348	286	282	306	225
Descuento promedio	14%	14%	14%	14%	11%

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 2010, el crecimiento de la demanda del metanol fue alto con aumentos principalmente de la demanda impulsada por los derivados tradicionales y energéticos en Asia (especialmente en China). Al entrar al cuarto trimestre de 2010, las condiciones del mercado eran estrechas, ya que la demanda era fuerte y había una serie de interrupciones planificadas y no planificadas a través de la industria del metanol. Como resultado, hubo un aumento en los precios spot y por contrato del metanol en el cuarto trimestre (refiérase a la sección Fundamentos de la Oferta/Demanda en la página 8 para más información). Nuestro precio promedio de referencia sin descuentos para el cuarto trimestre de 2010 fue de \$407 por tonelada en comparación con \$334 por tonelada para el tercer trimestre de 2010. Nuestro precio promedio realizado para el cuarto trimestre 2010 fue \$348 por tonelada, comparado con \$286 por tonelada en el tercer trimestre 2010 y esto aumentó los ingresos por ventas en \$101 millones.

Como resultado de los factores descritos anteriormente, hemos experimentado precios e ingresos significativamente más altos del metanol en el 2010 en comparación con 2009. Nuestro precio de venta promedio realizado para el cuarto trimestre de 2010 fue de \$348 por tonelada, comparado con \$282 por tonelada en el cuarto trimestre de 2009 y esto aumentó los ingresos por ventas en \$106 millones. Nuestro precio de venta promedio realizado para el año terminado 31 de diciembre de 2010 fue de \$306 por tonelada, comparado con \$225 por tonelada en el mismo periodo en 2009 y esto aumentó los ingresos por ventas en \$520 millones.

Volumen de ventas

El volumen total de ventas de metanol, excluyendo el volumen de ventas a comisiones en el cuarto trimestre de 2010 fue menor comparado con el tercer trimestre de 2010 en 40,000 toneladas y esto dio como resultado un menor EBITDA Ajustado de \$2 millones. El volumen total de ventas de metanol, excluyendo las ventas a comisiones para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre de 2010 fueron mayores que los periodos comparables en el 2009 en 290.000 toneladas y 1.110.000 toneladas respectivamente. Esto dio como resultado un mayor EBITDA Ajustado para el cuarto trimestre de 2010 y año terminado al 31 de Diciembre de 2010 en comparación con los mismos períodos en 2009 de \$24 millones y \$62 millones, respectivamente. Hemos aumentado los volúmenes de ventas en 2010 en comparación con 2009 principalmente en antelación del aumento de oferta de metanol de Egipto y nuestras otras plantas productivas.

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 la política de inventario primero en entrar primero en salir y por lo general tardamos entre 30 y 60 días en vender el metanol que producimos o compramos. En consecuencia, los cambios en el EBITDA Ajustado producto de los cambios en los costos 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 el EBITDA ajustado producto de los cambios en nuestros costos base caja se explican a continuación:

(\$ millones)	T4 2010 comparado con T3 2010		T4 2010 comparado con T4 2009		2010 comparado con 2009	
	\$	(13)	\$	(22)	\$	(98)
Costos del gas natural de ventas de metanol producido	\$	(13)	\$	(22)	\$	(98)
Proporción de las ventas de metanol comprado		(4)		(30)		(89)
Costos del metanol comprado a terceros		(47)		(56)		(223)
Compensación basada en acciones		(10)		(12)		(20)
Otros, netos		(11)		(12)		(27)
Disminución en EBITDA	\$	(85)	\$	(132)	\$	(457)

Costos del gas natural de las ventas de metanol de producción propia

Los costos de gas natural de las ventas de metanol de producción propia en el cuarto trimestre de 2010 y año terminado el 31 de Diciembre de 2010 fueron más altos que en los períodos comparables en el 2009 principalmente debido a precios más altos del metanol.

Proporción de las ventas de metanol comprado

El costo de metanol comprado está directamente vinculado al precio de venta de metanol en el momento de la compra y el costo de metanol comprado es generalmente más alto que el costo de metanol producido. En consecuencia, un aumento en la proporción de las ventas de metanol comprado resulta en un aumento en nuestra estructura de costo global para un período determinado. La proporción de las ventas de metanol comprado en el cuarto trimestre de 2010 y año terminado al 31 de diciembre de 2010 fue más alta para todos los períodos comparables como se indica en el cuadro anterior.

Costos del metanol comprado a terceros

Los costos del metanol comprado a terceros fueron mayores para el cuarto trimestre de 2010 y año terminado el 31 de diciembre de 2010 en comparación con todos los períodos señalados en el cuadro anterior, principalmente como resultado de los precios más altos de metanol.

Compensación basada en acciones

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

Para las opciones sobre acciones, el costo se mide sobre la base de una estimación del valor justo en la fecha de la concesión y este valor justo a la fecha de la subvención es reconocido como gasto de compensación durante el período de años de servicios relacionados. En consecuencia, los gastos de compensación basada en acciones asociados a las opciones sobre acciones no varían significativamente de un período a otro.

Las unidades de acciones diferidas, restringidas y de rendimiento son premios equivalentes a acciones comunes nacionales que se pueden canjear por efectivo en el momento de su devengo en base al valor de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y no son diluidas para los accionistas. Las unidades de acciones de rendimiento tienen una característica adicional en donde el número definitivo de unidades que se devengan será determinado por el retorno total para los accionistas de la Compañía en relación a un objetivo predeterminado durante el período de devengamiento. El número de unidades que en última instancia se devengará, será en el rango de 50% a 120% de la subvención original. Los derechos de revalorización de las acciones y los derechos de revalorización de las acciones tandem son las unidades que le otorgan a su tenedor el derecho a recibir un pago en efectivo al momento de ejercer el derecho por la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio que se determina en la fecha de la concesión. Para las unidades de acciones diferidas, restringidas y de desempeño, el valor justo se mide inicialmente en la fecha de la adjudicación en base al valor de mercado de las acciones ordinarias. Los derechos de revalorización de acciones y derechos de revalorización de tandem se miden en función del valor intrínseco, la cantidad por la cual el valor de mercado de las acciones ordinarias excede el precio de ejercicio. Para todos los premios basados en acciones, el valor inicial y cualquier cambio posterior en el valor debido a cambios en el valor de mercado de las acciones ordinarias se reconoce en resultados durante el período de años de servicios relacionados para la proporción de los años de servicio prestados en cada fecha de presentación de informes. Por consiguiente, la compensación basada en acciones asociadas a estos premios basados en acciones puede variar considerablemente de un período a otro como consecuencia de los cambios en el precio de la acción.

Los gastos de compensación basada en acciones en el cuarto trimestre de 2010 fueron de \$17 millones en comparación con \$7 millones en el tercer trimestre de 2010. El aumento en la compensación basada en acciones de \$10 millones durante el cuarto trimestre de 2010 se debió principalmente al impacto del aumento en el precio de las acciones durante el cuarto trimestre de \$24.49 por acción a \$30.40 por acción. Esto dio lugar a un cargo más alto de \$4 millones aproximadamente por un aumento en el valor justo de las unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño y un mayor cargo de \$3 millones aproximadamente en relación con el valor de los derechos de la revalorización de acciones y derechos en revalorización de las acciones tandem que no tenían un valor contable con anterioridad al cuarto trimestre de 2010. Además, el aumento en el precio de la acción resultó en un cargo más alto de \$3 millones aproximadamente debido a un aumento en el número estimado de unidades de acciones de rendimiento que finalmente se devengaran.

Otros, neto

Para el cuarto trimestre de 2010 en comparación con el tercer trimestre de 2010 y el cuarto trimestre de 2009, los costos de flete y otros costos de logística fueron superiores en \$7 millones, en comparación con los dos períodos principalmente como resultado de una menor recuperación de los gastos de retorno y mayores costos de combustible. Los gastos de venta, generales y administrativos también fueron superiores en \$4 millones y \$5 millones, respectivamente, como consecuencia principalmente del aumento de los costos de los empleados y otros gastos.

Para el año terminado el 31 de diciembre 2010 en comparación con 2009, los costos de flete y otros costos de logística fueron superiores en \$16 millones como resultado principalmente de una menor recuperación de los gastos de retorno y mayores costos de combustible. Los gastos de venta, generales y administrativos también fueron superiores en \$11 millones como resultado principalmente del aumento de los costos de los empleados y otros gastos.

Depreciación y Amortización

La depreciación y amortización ascendió a \$30 millones en el cuarto trimestre de 2010, comparado con \$34 millones en el tercer trimestre de 2010 y \$32 millones en el cuarto trimestre de 2009. La depreciación y amortización fue de \$131 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2010 en comparación con \$118 millones para el mismo periodo en 2009. El aumento en los gastos de depreciación y amortización en el 2010 comparado con el 2009 se debió principalmente a cargos relacionados con el agotamiento de nuestra inversión en activos de petróleo y gas en Chile. Al recibir la aprobación final del gobierno de Chile en el tercer trimestre de 2009, adoptamos la metodología de reconocimiento total del costo para contabilizar los costos de exploración de petróleo y gas asociado con nuestra participación del 50% en el bloque Dorado Riquelme en el sur de Chile (refiérase a la sección Resumen de Producción en la página 2 para obtener más información). Bajo estas normas de contabilidad, las inversiones en efectivo en el bloque se capitalizan inicialmente y luego se registran en resultados a través de cargos por agotamiento sin movimiento de efectivo, a medida que se produce el gas natural del bloque.

Gastos Financieros

(\$ millones)	Tres Meses Terminados			Años Terminados	
	Dic 31 2010	Sep 30 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Gastos financieros antes de intereses capitalizados	\$ 16	\$ 16	\$ 15	\$ 62	\$ 59
Menos intereses capitalizados	(10)	(10)	(9)	(38)	(32)
Gastos financieros	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 24	\$ 27

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

Intereses y Otros Ingresos (Gastos)

(\$ millones)	Tres Meses Terminados			Años Terminados	
	Dic 31 2010	Sep 30 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Intereses y otros ingresos (gasto)	\$ 4	\$ (1)	\$ -	\$ 3	\$ -

Los intereses y otros ingresos en el cuarto trimestre de 2010 ascendieron a \$4 millones comparado con gasto de \$1 en el tercer trimestre de 2010 y \$0 en el cuarto trimestre de 2009. El aumento de los intereses y otros ingresos durante el cuarto trimestre de 2010 en comparación con el tercer trimestre de 2010 y el cuarto trimestre de 2009 se debió principalmente al impacto de los cambios en los tipos de cambio.

Impuesto a la Renta

En el cuarto trimestre de 2010 registramos un gasto por impuesto de \$11.2 millones en comparación con un gasto por impuesto de \$5.9 millones en el tercer trimestre de 2010 y un gasto de impuesto de \$9.0 millones en el cuarto trimestre de 2009. La tasa efectiva de impuestos para el cuarto trimestre de 2010 fue de aproximadamente 29% en comparación con aproximadamente el 36% para el tercer 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 2010, el crecimiento de la demanda de metanol fue fuerte, aumentando en un 14% hasta un total de 45 millones de toneladas, aproximadamente. El aumento de la demanda se ha visto 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 en el año 2011. Creemos que la demanda potencial por derivados de energía será más fuerte en un entorno de precios más alto de la energía.

Al comenzar el cuarto trimestre de 2010, las condiciones del mercado eran estrechas, ya que la demanda era fuerte y había una serie de interrupciones de producción planificados y no planificados en toda la industria del metanol. Como resultado, hubo un fuerte aumento de los precios del metanol spot y por contratos en el cuarto trimestre. A comienzo del primer trimestre de 2011, los precios spot del metanol se moderaron ligeramente. Nuestro precio promedio antes de descuentos para enero de 2011 es de \$450 por tonelada aproximadamente, y hemos anunciado recientemente una disminución del precio de lista sin descuento de Methanex de \$23 por tonelada en América del Norte para febrero. También esperamos ver que los precios por contrato en Asia disminuyan en Febrero.

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 (marcha blanca) y registró su primera producción de metanol en este mes. Aparte de esta, hay escaso incremento de nueva capacidad productiva fuera de China esperada para los próximos años. Nuestra planta de 470.000 de toneladas en Medicine Hat, se espera que reinicie sus operaciones en abril de 2011. También hay una planta de 0.85 millones de toneladas que se espera reinicie operaciones en Beaumont, Texas, y una planta de 0.7 millón de toneladas en Azerbaiyán, y esperamos que la producción de ambas plantas entren al mercado en 2012.

A fines de Diciembre de 2010, el Ministerio de Comercio de China (MOFCOM) emitió su Determinación Final de su investigación sobre las denuncias de productores nacionales de metanol de los derechos antidumping y recomendó impuestos de alrededor del 9% que se impondrá a las importaciones de los productores existentes en Nueva Zelanda, Malasia e Indonesia. Sin embargo, citando circunstancias especiales, la Comisión de Aranceles Aduaneros del Consejo de Estado decidió suspender la aplicación de las medidas antidumping que permite que el metanol proveniente de los tres países ingrese a China sin la imposición de derechos adicionales. En el caso de que se levante la suspensión, no esperamos que haya un impacto significativo en los fundamentos de la oferta/demanda de la industria y nosotros volveremos a alinear nuestra cadena de suministro.

Methanex Precios Regionales de Referencia Sin Descuentos¹

(US\$ por ton)	Ene	Dic	Nov	Oct
	2011	2010	2010	2010
Estados Unidos	449	459	442	359
Europa ²	428	367	379	385
Asia	460	460	445	345

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

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

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

El flujo de efectivo proveniente de actividades operacionales antes de cambios en capital de trabajo en el cuarto trimestre de 2010 fue de \$77 millones comparado con \$53 millones en el tercer trimestre 2010, y \$74 millones en el cuarto trimestre de 2009.

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

Durante el cuarto trimestre de 2010, el total de planta y equipos relacionados con los costos para la nueva planta de metanol en Egipto fueron de \$21 millones. EMethanex tiene financiamiento con garantías limitadas por un monto de \$530 millones que al 31 de diciembre de 2010 estaba totalmente girado. El primer pago de capital de este financiamiento de \$16 millones se efectuó el 30 de septiembre 2010.

Durante el tercer trimestre de 2010, vendimos nuestro terreno y las instalaciones de terminales de la planta de Kitimat, Canadá y recibimos el ingreso producto de la venta de \$32 millones 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 \$86 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 basarán 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 para apoyar y acelerar las actividades de desarrollo y exploración de gas natural de GeoPark en el sur de Chile. Durante el cuarto trimestre de 2010, GeoPark pagó \$15 millones provenientes del financiamiento de la deuda con lo cual los pagos acumulados de este financiamiento ascienden a \$32 millones al 31 de diciembre 2010. No tenemos ninguna otra obligación de proporcionar financiamiento a GeoPark.

Nosotros operamos en una industria de productos básicos altamente competitiva y creemos que es apropiado mantener un balance general conservador y mantener flexibilidad financiera. Nuestro saldo de efectivo disponible al 31 de diciembre de 2010 fue de \$194 millones. Nosotros tenemos un sólido balance general, no tenemos requerimientos de re-financiamiento en el corto plazo y una línea de crédito no-girada de \$200 millones proporcionada por entidades financieras altamente clasificadas, que vence a mediados del año 2012. Nosotros invertimos nuestra caja solo en instrumentos financieros altamente clasificados, con vencimientos de hasta tres meses o menos, para asegurar la preservación del capital y una liquidez apropiada. Nuestro programa de desembolsos para mantenciones de bienes de capital planificado para mantenciones mayores, rotaciones de plantas y cambios de catalizadores para las operaciones existentes, se estima actualmente que ascendería a \$80 millones, aproximadamente, para el período y hasta fines del 2012. Asimismo, recientemente anunciamos nuestra intención de reiniciar nuestra planta de metanol de 470.000 toneladas por año en Medicine Hat a principios del segundo trimestre con un costo de capital estimado para reiniciar la planta de aproximadamente \$40 millones, de los cuales \$10 millones fueron incurridos en 2010 y \$30 millones serán incurridos en el primer trimestre de 2011.

Creemos que estamos bien posicionados para cumplir con nuestras obligaciones financieras y continuar efectuando inversiones para hacer crecer la Compañía.

La clasificación de solvencia para nuestros pagarés no garantizados al 31 de diciembre 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 período 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 más recientemente también ha habido aumentos de la demanda de derivados tradicionales en otras regiones, incluyendo América del Norte. Esta fuerte demanda combinada con un número importante de cortes de producción planificados y no planificados en toda la industria del metanol dio como resultado un fuerte aumento de los precios spot y por contratos del metanol en el cuarto trimestre. A comienzos del primer trimestre, aunque la demanda de metanol sigue siendo fuerte, hemos visto que los precios del metanol se han moderado, pero se mantienen en niveles altos.

Nosotros anticipamos un aumento significativo en nuestra capacidad de producción en 2011. El proyecto de Egipto de 1,3 millones de toneladas al año está en las etapas finales de la puesta en marcha y registró la primera producción de metanol la semana pasada. También estamos trabajando en el reinicio de nuestra planta de 470.000 toneladas por año en Medicine Hat, Alberta, que también esperamos que comience la producción a principios del segundo trimestre de 2011. Con la incorporación de estos dos centros de producción, estamos bien posicionados para incrementar nuestra capacidad de producción y los ingresos este año.

El precio del metanol en última instancia dependerá de la fortaleza de la economía mundial, las tasas de producción de la industria, los precios mundiales de la energía, la tasa de reestructuración de la industria y la fortaleza de la demanda mundial. Nosotros creemos, que nuestra posición financiera y flexibilidad financiera, la sobresaliente red de suministro global y la posición de 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 31 de Diciembre de 2010, no se efectuaron cambios en nuestro sistema de control interno sobre los reportes financieros que hayan afectado materialmente, o que sea razonablemente probable que afecten materialmente nuestro sistema de control interno sobre los informes financieros.

CAMBIOS PREVISTOS A LOS PRINCIPIOS DE CONTABILIDAD GENERALMENTE ACEPTADOS DE CANADA

International Financial Reporting Standards, (IASB)

El Comité de Normas Contables de Canadá (Canadian Accounting Standard 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 año 2011, y por lo tanto, el impacto final de las IFRS en nuestros estados financieros consolidados sólo se medirá una vez que todas las IFRS aplicables a la fecha de conversión sean conocidas.

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

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

Políticas contables y decisiones de implementación

- Actividades claves:
 - Identificación de las diferencias entre los PCGA de Canadá y las políticas de contabilidad NIIF
 - Selección de las políticas de las NIIF en curso
 - Selección de la NIIF 1, Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF 1") opciones
 - Desarrollo del formato de los estados financieros
 - Cuantificación de los efectos del cambio inicial en la NIIF 1 revelaciones y estados financieros de 2010

- Estatus:
 - Hemos identificado diferencias entre nuestras políticas contables bajo los PCGA de Canadá y las opciones de políticas contables bajo NIIF, tanto en forma continua como con respecto a determinadas opciones disponibles en la convergencia, de acuerdo con la NIIF 1
 - Hemos contratado a los auditores externos de la Sociedad, KPMG LLP, para discutir nuestra propuesta de políticas contables NIIF para asegurar una interpretación uniforme de las NIIF en todas las áreas
 - Seguimos monitoreando los cambios en las políticas contables emitidas por el IASB y el impacto de esos cambios en nuestras políticas contables bajo IFRS
 - Hemos desarrollado un proceso para recopilar en paralelo los resultados de 2010 de acuerdo a NIIF para propósitos de información comparativa en 2011
 - Vea las secciones correspondientes a continuación para un análisis de las exenciones opcionales bajo IFRS 1 que la Compañía espera elegir en la convergencia a las NIIF, los cambios en las políticas contables que la administración considera más importantes para la Compañía, y una visión general de los ajustes esperados a los estados financieros en la convergencia a las NIIF.

Infraestructura: experiencia de informes financieros y comunicaciones

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

Actividades de control: Control interno sobre los informes financieros

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

Actividades de Control: controles de revelación y procedimientos

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

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

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

Combinación de Negocios

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

Beneficios a los Empleados

Tenemos planes de beneficios definidos de pensiones en Canadá y Chile. La IFRS 1 proporciona la opción de reconocer todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas en planes de beneficios definidos de pensiones existentes a la fecha de transición de inmediato en utilidades retenidas, en lugar de seguir diferiendo 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 1º 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 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 las NIIF por primera vez la opción de utilizar el valor determinado en revalorización según PCGA anteriores como costo el atribuido a una partida de activo fijo, siempre y cuando que la revalorización en términos generales sea comparable con el valor justo o el costo o el costo depreciado según las NIIF. Consideramos que los castigos de ciertos activos de acuerdo a GAAP canadiense como una "revalorización ampliamente comparable al valor justo" y elegiremos el valor castigado como el costo para efectos de las NIIF. El valor libro según las NIIF de los activos en la convergencia a las NIIF es por tanto consistente con el valor libros según PCGA de Canadá a la fecha de convergencia.

Pagos de Transacciones Basados en Acciones

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

Cambios en las Obligaciones por Retiro de Activos

Bajo NIIF, es necesario determinar la mejor estimación de las obligaciones por retiro de activos para todas las plantas, mientras que de acuerdo a los PCGA de Canadá las obligaciones por retiro de activos no fueron reconocidas con respecto a los activos de vida indefinida o indeterminada. Además, según las IFRS un cambio en la tasa de descuento basada en el mercado se traducirá en un cambio en la medición de la provisión. Nosotros 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, estimando el monto que se habría registrado en el activo fijo cuando la obligación surgió por primera vez y descontar la obligación a la fecha de transición, a esa fecha usando nuestra mejor estimación de la tasa de descuento histórico libre de riesgo. Al 1º 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 previamente el método del costo total en la contabilización de los gastos de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural, la NIIF 1 establece una exención que permite a las entidades medir esos activos a la fecha de transición a los valores determinados según los PCGA anteriores de la entidad. Nosotros 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 31 de Diciembre de 2010, hemos identificado varias diferencias significativas entre nuestras políticas contables actuales y aquellas previstas a ser aplicadas en la preparación de estados financieros consolidados de acuerdo a IFRS. En la determinación de lo que constituye un impacto significativo para nuestros estados financieros consolidados, hemos identificado lo siguiente:

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

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

Participación en Joint Ventures

Bajo los GAAP canadienses, nuestra participación del 63,1% en Atlas Methanol Company (Atlas) se contabiliza bajo el método de consolidación proporcional para la contabilización de joint ventures. Los IFRS actuales permiten elegir entre la consolidación proporcional y valor patrimonial para la contabilización de joint ventures.

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

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

Leases

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

Los IFRS tienen requerimientos contables similares a los PCGA de Canadá para convenios tipo-leasing, donde las IFRS exigen la aplicación retroactiva completa. Nosotros tenemos contratos de suministro de oxígeno a largo plazo para nuestras plantas de metanol de Atlas y Titán en Trinidad, celebrados con anterioridad a 2004, que son considerados como contratos de lease financiero en virtud de estas normas. En consecuencia, los contratos de suministro de oxígeno deberán ser contabilizados como lease financiero desde la fecha original del lease. Nosotros medimos el valor de estos contratos de arrendamiento financiero y aplicamos la contabilidad de leasing financiero retroactivamente desde el inicio 1 de enero de 2010 para determinar el impacto en la fecha de adopción de las NIIF. Al 1 de enero de 2010 esto resulta en un aumento de activo fijo de \$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 resultados 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. Tenemos una flota de buques de ultramar bajo acuerdos de fletamiento por tiempo contratado, con plazos de hasta 15 años. Las normas propuestas requerirían que estos acuerdos de fletamiento por tiempo contratado sean registrados en el balance general lo que resultaría en un aumento sustancial de nuestros activos y pasivos. Estos Directorios esperan emitir una norma final a mediados de 2011 con una fecha de aplicación probable de la norma no antes de 2012. Nosotros seguimos monitoreando los cambios en políticas contables emitidas por el IASB en este ámbito.

Deterioro de Activos

En caso de existir una indicación de que un activo ha perdido valor, se debe realizar una prueba de deterioro. Bajo los GAAP canadienses, esta es una prueba de deterioro que consiste de dos pasos en el que (1) los flujos de efectivo futuros no descontados se comparan con el valor libro, y (2) si estos flujos de caja no descontados son menores que el valor libro, el activo es castigado hasta el valor justo. Bajo IFRS, la entidad está obligada a evaluar, al final de cada período de reporte, si hay alguna indicación de que un activo puede estar deteriorado. Si

existe tal indicación, la entidad deberá estimar el monto recuperable de los activos mediante la realización de una prueba de deterioro de un solo paso, que requiere una comparación entre el valor libro del activo con el mayor valor de uso y el valor justo menos los costos de venta. El valor de uso se define como el valor presente de los flujos de caja futuros esperados que se deriven de los activos en su estado actual.

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

Provisiones

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

Otras diferencias entre IFRS y los GAAP canadienses existen en relación con la medición de provisiones, como la metodología para determinar la mejor estimación, donde hay un rango de resultados igualmente posibles (IFRS utiliza el punto medio del rango, mientras que los PCGA del Canadá utilizan 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)	1 Enero, 2010
Total Assets per Canadian GAAP	\$ 2,923
Leases (a)	62
Beneficos 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
Beneficos 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)
Beneficos 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 Pasivos y Patrimonio según IFRS	\$ 2,985

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

(a) Leases

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

(b) Beneficios de los Empleados

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

(c) Obligaciones por Retiros de Activos

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

(d) Costo de Financiamiento

La NIC 23 establece el tratamiento contable y la elegibilidad de los costos financiamiento. Hemos suscrito contratos de swap de tasas de interés para cubrir la variabilidad en los pagos de intereses base LIBOR en nuestros créditos con garantías limitadas de Egipto. Bajo los PCGA de Canadá, las liquidaciones en efectivo de estos swaps durante la construcción se registran en Otros Ingresos Integrales Acumulados (AOCI). Bajo NIIF, las liquidaciones en efectivo durante la construcción se registran bajo activo fijo (AF). En consecuencia, se produce un aumento del activo fijo, de \$8 millones aproximadamente, un aumento de Otros Ingresos Integrales Acumulados por \$5 millones aproximadamente (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 para una posición tributaria adoptada o que se espera será adoptado en una declaración de impuestos. Al 1 de enero de 2010, esto dio lugar a un aumento en el pasivo por impuesto a la renta y una disminución de las utilidades retenidas de aproximadamente \$5 millones en comparación con los PCGA de Canadá.

(f) Impacto del Impuesto Diferido de Ajustes de la Convergencia

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

(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 se presenta por separado en el patrimonio. Al 1º de enero de 2010, esta reclasificación resulta en una disminución de pasivos y un aumento del patrimonio neto de aproximadamente \$136 millones.

La discusión anterior sobre las elecciones de la NIIF 1, los cambios significativos en las políticas contables, y ajustes a los estados financieros en la convergencia a las NIIF se proporciona para permitir a los lectores obtener una mejor comprensión de nuestro plan de cambios a las NIIF y los consiguientes efectos potenciales sobre nuestros estados financieros consolidados. Los lectores están advertidos, sin embargo, que puede ser inapropiado utilizar dicha información para cualquier otro propósito. Las NIIF emplean un marco conceptual que es similar a los PCGA de Canadá, sin embargo, existen importantes diferencias en algunas materias de reconocimiento, medición y revelación. Con el fin de permitir a los usuarios de los estados financieros a entender mejor estas diferencias y los cambios resultantes en nuestros estados financieros, hemos proporcionado una descripción de las excepciones significativas de la NIIF 1 que tenemos la intención de elegir, una descripción de los impactos significativos relacionados con el proyecto de transición a las NIIF, así como la conciliación presentada anteriormente entre los PCGA de Canadá y las NIIF para el total de activos, total de pasivos y patrimonio neto. Si bien esta información no representa la adopción oficial de las NIIF, proporciona una indicación de las principales diferencias identificadas hasta la fecha sobre la base de la orientación actual de las

NIIF, en relación con nuestras políticas contables de GAAP canadienses en la convergencia. Esta discusión refleja nuestros supuestos y expectativas más recientes; pueden surgir circunstancias, tales como cambios en las NIIF, los reglamentos o las condiciones económicas, lo que podría cambiar estos supuestos o expectativas. Cualquier modificación posterior a la elección de las exenciones de la NIIF 1, la selección de las políticas contables según las NIIF y los ajustes relacionados a los estados financieros estarían sujetos a la aprobación del Comité de Auditoría, Finanzas y Riesgo 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 flujo de efectivo de actividades operacionales antes de cambios en el capital de trabajo sin movimientos de fondos y resultado neto diluido por acción ordinaria antes de partidas extraordinarias. Estas mediciones no tienen un significado estandarizado estipulado por GAAP Canadiense y, por lo tanto, es improbable que sean comparables con mediciones similares presentadas por otras compañías. Creemos que estas mediciones son útiles para evaluar el desempeño de la operación y liquidez del negocio de la Compañía. Estas mediciones deberían considerarse además de, y no como sustituto de, resultado neto, flujo de caja y otras mediciones de desempeño financiero y liquidez informados de acuerdo con GAAP Canadiense.

EBITDA Ajustado

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

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

(\$ miles)	Tres Meses Terminados			Años Terminados	
	Dic 31 2010	Sep 30 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Flujo de efectivo de actividades operacionales	\$ 10,403	\$ 47,986	\$ 35,733	\$ 152,882	\$ 110,257
Más (menos):					
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de fondos	66,614	5,161	38,482	98,706	18,253
Otros desembolsos en efectivo	163	1,766	327	6,051	11,302
Compensaciones en acciones recuperación (gasto)	(17,468)	(6,913)	(4,598)	(31,496)	(12,527)
Otros ítems sin movimiento de efectivo	707	(4,303)	(1,374)	(7,897)	(7,639)
Gastos financieros	5,875	6,027	6,217	24,238	27,370
Intereses y otros ingresos (gastos)	(3,752)	1,187	(18)	(2,779)	403
Impuesto a la renta	8,782	6,379	(1,880)	27,033	(5,592)
EBITDA Ajustado	\$ 71,324	\$ 57,290	\$ 72,889	\$ 266,738	\$ 141,827

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 Terminados			Años Terminados	
	Dic 31 2010	Sep 30 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Utilidad neta	\$ 27,867	\$ 32,810	\$ 25,718	\$ 101,733	\$ 738
Utilidad en la venta de los activos de Kitimat	-	(22,223)	-	(22,223)	-
Utilidad neta antes de partidas inusuales	\$ 27,867	\$ 10,587	\$ 25,718	\$ 79,510	\$ 738
Promedio ponderado diluido del número de acciones	93,951,536	93,330,104	93,069,657	93,503,568	92,688,510
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria antes de partidas inusuales	0.30	0.11	0.28	0.85	0.01

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 nuestros estados consolidados de resultados y estados consolidados de flujo de efectivo, respectivamente.

INFORMACIÓN FINANCIERA TRIMESTRAL (NO AUDITADA)

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

(\$ miles, excepto montos por acción)	Tres Meses Terminados			
	Dic 31 2010	Sep 30 2010	Jun 30 2010	Mar 31 2010
Ventas	\$ 570,337	\$ 480,997	\$ 448,543	\$ 466,706
Utilidad neta	27,867	32,810	11,736	29,320
Utilidad neta antes de ítems inusuales	27,867	10,587	11,736	29,320
Utilidad neta básica por acción ordinaria	0.30	0.36	0.13	0.32
Utilidad neta básica por acción ordinaria antes de ítems inusuales	0.30	0.11	0.13	0.32
Utilidad diluida por acción ordinaria	0.30	0.35	0.13	0.31
Utilidad diluida por acción ordinaria antes de ítems inusuales	0.30	0.11	0.13	0.31

(\$ miles, excepto montos por acción)	Tres Meses Terminados			
	Dic 31 2009	Sep 30 2009	Jun 30 2009	Mar 31 2009
Ventas	\$ 381,729	\$ 316,932	\$ 245,501	\$ 254,007
Utilidad (pérdida) neta	25,718	(831)	(5,743)	(18,406)
Utilidad (pérdida) neta antes de ítems inusuales	25,718	(831)	(5,743)	(18,406)
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria	0.28	(0.01)	(0.06)	(0.20)
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria antes de ítems	0.28	(0.01)	(0.06)	(0.20)
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria	0.28	(0.01)	(0.06)	(0.20)
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria antes de ítems	0.28	(0.01)	(0.06)	(0.20)

ADVERTENCIA SOBRE INFORMACION DE PROYECCIONES FUTURAS

Esta Discusión y Análisis de la Administración ("MD&A") del Cuarto Trimestre 2010, así como los comentarios formulados durante la conferencia telefónica con inversionistas del Cuarto 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.

De manera muy particular y sin limitaciones, 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 nuestras plantas de Chile y 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, incluyendo gastos de capital para apoyar la exploración y desarrollo de gas natural en Chile y Nueva Zelanda y el reinicio de nuestras plantas ociosas de metanol,
- 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 y la reapertura del proyecto Medicine Hat,
- disponibilidad de facilidades de crédito comprometidas y otro financiamiento,
- estrategia de distribución a los accionistas y distribuciones esperadas a los accionistas,
- viabilidad comercial de, o capacidad para ejecutar, proyectos futuros o expansiones de la capacidad de producción,
- fortaleza financiera y capacidad para hacer frente a compromisos financieros futuros,
- actividad económica mundial o regional esperada (incluyendo niveles de producción industrial), y
- acciones esperadas de los gobiernos, proveedores de gas, los juzgados y tribunales, o de terceros.

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 nuestras plantas Chilenas y la nueva planta de metanol en Egipto planificada para iniciar producción en el primer trimestre de 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 y el proyecto de reapertura de Medicine Hat,
- 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 que podrían tener un impacto en la oferta o demanda de metanol o sus derivados,
- cambios en las leyes o reglamentos,
- restricciones de importación o exportación, medidas antidumping, aumento de derechos aduaneros, impuestos y regalías de gobierno, y otras acciones por parte de los gobiernos que pueden afectar negativamente a nuestras operaciones,
- condiciones económicas mundiales, y
- otros riesgos descritos en nuestro reporte Discusión y Análisis de la Administración de 2009 y en esta Discusión y Análisis de la Administración del Cuarto 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 substituto del ejercicio personal de una debida revisión y aplicación de juicio propio. Los resultados anticipados en las declaraciones de proyecciones futuras pueden no materializarse, y no nos comprometemos a actualizar las declaraciones de proyecciones futuras, con excepción de lo requerido por las leyes de valores correspondientes.

COMO ANALIZAMOS NUESTRO NEGOCIO

Nuestras operaciones consisten en un solo segmento de operaciones - la producción y venta de metanol. Nosotros revisamos nuestros resultados operacionales, analizando los cambios en los componentes de nuestros resultados ajustados antes de intereses, impuestos,

depreciaciones y amortización (EBITDA Ajustado) (ver Mediciones Complementarias No GAAP en la página 16 para una conciliación de mediciones más comparable con GAAP), gastos financieros, intereses y otros ingresos e impuesto a la renta. Además del metanol que producimos en nuestras plantas ("metanol producido- Methanex"), también compramos y revendemos metanol producido por terceros ("metanol comprado") y vendemos metanol en base a comisiones. Nosotros analizamos los resultados de todas las ventas de metanol en conjunto. Los impulsores claves de los cambios en nuestro EBITDA Ajustado son el precio promedio realizado, los costos base caja y el volumen de ventas.

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

PRECIO El cambio en nuestro EBITDA Ajustado como resultado de cambios en el precio promedio realizado, se calcula como la diferencia de un período a otro del precio de venta del metanol, multiplicado por el volumen total de ventas de metanol del período actual, excluyendo volumen de ventas en base a comisiones, más la diferencia de ventas en base a comisiones de un 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		Años Terminados	
	Dic 31 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Ventas	\$ 570,337	\$ 381,729	\$ 1,966,583	\$ 1,198,169
Costo de ventas y gastos operacionales	(499,013)	(308,840)	(1,699,845)	(1,056,342)
Depreciación y amortización	(30,165)	(31,993)	(131,381)	(117,590)
Utilidad venta activos de Kitimat	-	-	22,223	-
Resultado operacional antes de los siguientes ítems	41,159	40,896	157,580	24,237
Intereses financieros (nota 6)	(5,875)	(6,217)	(24,238)	(27,370)
Intereses y otros ingresos (gastos)	3,752	18	2,779	(403)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	39,036	34,697	136,121	(3,536)
Impuesto (gasto) recuperación:				
Corriente	(8,782)	1,880	(27,033)	5,592
Diferido	(2,387)	(10,859)	(7,355)	(1,318)
	(11,169)	(8,979)	(34,388)	4,274
Utilidad (pérdida) neta	\$ 27,867	\$ 25,718	\$ 101,733	\$ 738
Utilidad (pérdida) neta por acción ordinaria:				
Básica	\$ 0.30	\$ 0.28	\$ 1.10	\$ 0.01
Diluida	\$ 0.30	\$ 0.28	\$ 1.09	\$ 0.01
Promedio ponderado de acciones ordinarias vigentes:				
Básica	92,347,561	92,108,242	92,218,320	92,063,371
Diluida	93,951,536	93,069,657	93,503,568	92,688,510
Número de acciones ordinarias vigentes al final del periodo	92,632,022	92,108,242	92,632,022	92,108,242

Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

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

	Dic 31 2010	Dic 31 2009
ACTIVOS		
Activos circulantes:		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 193,794	\$ 169,788
Cuentas por cobrar	320,027	257,418
Inventarios	230,322	171,554
Gastos pagados por anticipado	26,877	23,893
	771,020	622,653
Activo fijo (nota 3)	2,213,836	2,183,787
Otros activos	85,303	116,977
	\$ 3,070,159	\$ 2,923,417
PASIVOS Y PATRIMONIO		
Pasivos circulantes:		
Cuentas por pagar y provisiones	\$ 250,730	\$ 232,924
Porción del corto plazo de obligaciones a largo plazo (nota 5)	49,965	29,330
Porción del corto plazo de otros pasivos a largo plazo	13,395	9,350
	314,090	271,604
Obligaciones a largo plazo (nota 5)	896,976	884,914
Otras obligaciones a largo plazo	128,502	97,185
Impuestos diferidos	307,865	300,510
Interés minoritario	146,099	133,118
Patrimonio:		
Capital	440,092	427,792
Excedente aportado	26,308	27,007
Utilidades retenidas	850,691	806,158
Otras pérdidas integrales acumuladas	(40,464)	(24,871)
	1,276,627	1,236,086
	\$ 3,070,159	\$ 2,923,417

Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

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

	Número de Acciones Ordinarias	Capital Pagado	Excedente Aportado	Utilidades Retenidas	Otros Ingresos (pérdidas) Integrales Acumulados	Total Patrimonio
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 integrales	-	-	-	-	(846)	(846)
Saldos 31 de Diciembre 2009	92,108,242	427,792	27,007	806,158	(24,871)	1,236,086
Resultado neto	-	-	-	73,866	-	73,866
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	1,804	-	-	1,804
Emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	124,975	1,400	-	-	-	1,400
Reclasificación de fecha de otorgamiento, valor justo al ejercicio de opciones sobre acciones	-	522	(522)	-	-	-
Dividendos pagados	-	-	-	(42,869)	-	(42,869)
Otros ingresos integrales	-	-	-	-	(17,965)	(17,965)
Saldos 30 Septiembre 2010	92,233,217	429,714	28,289	837,155	(42,836)	1,252,322
Resultado neto	-	-	-	27,867	-	27,867
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	560	-	-	560
Emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	398,805	7,837	-	-	-	7,837
Reclasificación de fecha de ejercicio de opciones sobre acciones	-	2,541	(2,541)	-	-	-
Dividendos pagados	-	-	-	(14,331)	-	(14,331)
Otros ingresos integrales	-	-	-	-	2,372	2,372
Saldos 31 de Diciembre 2010	92,632,022	\$ 440,092	\$ 26,308	\$ 850,691	\$ (40,464)	\$ 1,276,627

Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Estados Consolidados de Ingresos (Pérdida) Integrados
(miles de dólares US)

	Tres Meses Terminados		Años Terminados	
	Dic 31 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Resultado neto	\$ 27,867	\$ 25,718	\$ 101,733	\$ 738
Otras utilidades (pérdidas) integrales, neto de impuesto:				
Cambio en valor justo de contratos forwards de monedas	-	118	-	36
Cambio en valor justo de contratos swap de tasa de interés (nota 11)	2,372	229	(15,593)	(882)
	2,372	347	(15,593)	(846)
Ingresos (pérdidas) integrales	\$ 30,239	\$ 26,065	\$ 86,140	\$ (108)

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		Años Terminados	
	Dic 31 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERACIONALES				
Utilidad (pérdida) neta	\$ 27,867	\$ 25,718	\$ 101,733	\$ 738
Agregar (deducir):				
Depreciación y amortización	30,165	31,993	131,381	117,590
Utilidad venta activos de Kitimat	-	-	(22,223)	-
Impuesto diferido	2,387	10,859	7,355	1,318
Compensaciones basadas en acciones gastos	17,468	4,598	31,496	12,527
Otros	(707)	1,374	7,897	7,639
Otros pagos de efectivo, incluye compensaciones en acciones	(163)	(327)	(6,051)	(11,302)
Flujo de efectivo de actividades operacionales antes de lo anterior	77,017	74,215	251,588	128,510
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo (nota)	(66,614)	(38,482)	(98,706)	(18,253)
	10,403	35,733	152,882	110,257
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES FINANCIERAS				
Pagos de dividendos	(14,331)	(14,277)	(57,200)	(57,087)
Fondos de obligaciones con garantías limitadas	-	14,000	67,515	151,378
Contribuciones de capital interés minoritario	7,429	6,235	23,376	45,103
Pagos de obligaciones con garantías limitadas	(7,628)	(7,329)	(30,991)	(15,282)
Fondos de emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	7,837	-	9,237	425
Pago de otras obligaciones a largo plazo	(1,421)	(1,189)	(21,681)	(11,157)
Costos financieros	-	(217)	-	(1,949)
	(8,114)	(2,777)	(9,744)	111,431
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN				
Fondos venta activo fijo	31,771	-	31,771	-
Activo fijo	(21,972)	(10,713)	(58,154)	(60,906)
Egipto Planta en construcción	(21,138)	(38,890)	(85,996)	(261,646)
Activos: Petróleo y Gas	(5,403)	(5,282)	(24,233)	(22,840)
GeoPark, pagos (financiamiento)	14,531	(13,582)	20,227	(9,285)
Cambios en cuentas de reservas obligaciones proyecto	372	185	372	5,229
Otros activos	(307)	-	(769)	(2,454)
Cambios en capital de trabajo sin movimientos de fondos (nota 10)			(2,350)	(28,428)
	(334)	(60,604)	(119,132)	(380,330)
Aumento (disminución) en efectivo y efectivo equivalente	1,955	(27,648)	24,006	(158,642)
Efectivo y efectivo equivalente, inicio del periodo	191,839	197,436	169,788	328,430
Efectivo y efectivo equivalente, término del periodo	\$ 193,794	\$ 169,788	\$ 193,794	\$ 169,788
INFORMACION SUPLEMENTARIA FLUJO DE EFECTIVO				
Intereses pagados	\$ 5,326	\$ 4,669	\$ 57,880	\$ 52,767
Impuestos pagados, neto de devoluciones	\$ 159	\$ (2,723)	\$ 9,090	\$ 6,363

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 meses y año terminado al 31 de diciembre 2010 fue \$452 millones (2009 – \$295 millones) y \$1,604 millones (2009 – \$997 millones), respectivamente.

3. Activo fijo:

	Costo	Depreciación Acumulada	Valor Libro Neto
31 de diciembre de 2010			
Planta y equipos	\$ 2.618.802	\$ 1.475.323	\$ 1.143.479
Planta en construcción en Egipto	942.045	-	942.045
Activos - petróleo y gas	92.634	20.092	72.542
Otros	116.203	60.433	55.770
	\$ 3.769.684	\$ 1.555.848	\$ 2.213.836
31 de diciembre de 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	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 10.675	\$ 8.252
Otros activos circulantes	80.493	72.667
Activo fijo	231.978	240.290
Otros activos	12.548	12.920
Cuentas por pagar y provisiones	24.049	22.380
Deuda a largo plazo, incluye porción corto plazo (nota 5)	79.577	93.155
Impuestos diferidos	20.571	18.660

Estado de Resultados Consolidado	Tres Meses Terminados		Años Terminados	
	Dic 31 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Ventas	\$ 56.008	\$ 55.305	\$ 180.314	\$ 194.314
Gastos	(48.662)	(44.337)	(165.282)	(158.611)
Utilidad antes de impuesto	7.346	10.968	15.032	35.703
Impuesto a la renta	(1.679)	(3.204)	(3.469)	(6.127)
Utilidad neta	\$ 5.667	\$ 7.764	\$ 11.563	\$ 29.576

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	Tres Meses Terminados		Años Terminados	
	Dic 31 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Flujo de efectivo de actividades operacionales	\$ 16.397	\$ (1.950)	\$ 25.080	\$ 36.166
Flujo de efectivo de actividades financieras	(7.016)	(7.016)	(14.032)	(14.032)
Flujo de efectivo de actividades de inversión	(1.881)	185	(8.625)	(3.568)

5. Pasivos a largo plazo:

	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Pagarés no garantizados		
8.75% vencimiento 15 de agosto 2012	\$ 199.112	\$ 198.627
6.00% vencimiento 15 de agosto 2015	148.908	148.705
	348.020	347.332
Atlas créditos con garantías limitadas	79.577	93.155
Egipto créditos con garantías limitadas	499.706	461.570
Otros créditos con garantías limitadas	19.638	12.187
	946.941	914.244
Menos pagarés con vencimiento corto plazo	(49.965)	(29.330)
	\$ 896.976	\$ 884.914

5. Pasivos a largo plazo) continuación:

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 de 1.3 millones de toneladas al año. Al 31 de Diciembre de 2010 la Compañía ha girado totalmente el financiamiento con garantías limitadas de Egipto y el 30 de septiembre de 2010 ha comenzado el pago de este financiamiento haciendo el primer pago de capital de las 24 cuotas semestrales.

6. Intereses financieros:

	Tres Meses Terminados		Años Terminados	
	Dic 31 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Gastos financieros antes de intereses capitalizados	\$ 15.684	\$ 15.378	\$ 62.313	\$ 59.800
Menos: intereses capitalizados relacionados con el proyecto Egipto	(9.809)	(9.161)	(38.075)	(32.430)
Gasto financiero	\$ 5.875	\$ 6.217	\$ 24.238	\$ 27.370

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 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 de Egipto para el período hasta el 31 de marzo 2015. Para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre de 2010, los costos por intereses relacionados con este proyecto de \$9.8 millones, (2009 - \$9.2 millones) y \$38.1 millones (2009 - \$32.4 millones) relacionados con este proyecto fueron capitalizados, incluyente del interés del swap.

7. Utilidad neta por acción ordinaria:

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

	Tres Meses Terminados		Años Terminados	
	Dic 31 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Denominador utilidad neta básica por acción ordinaria	92.347.561	92.108.242	92.218.320	92.063.371
Efecto de opciones de acciones diluidas	1.603.975	961.415	1.285.248	625.139
Denominador utilidad neta diluida por acción ordinaria	93.951.536	93.069.657	93.503.568	92.688.510

8. Compensación basada en acciones:

a) Opciones de acciones:

(i) Opciones de acciones vigentes:

Acciones ordinarias reservadas para planes de opciones vigentes al 31 de Diciembre de 2010:

	Opciones Denominadas en CAD		Opciones Denominadas en USD	
	Acciones en Opciones	Ponderado de Ejercicio	Acciones en Opciones	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	(114.975)	11,89
Anuladas	(7.500)	3,29	(32.155)	15,52
Vigentes al 30 de septiembre 2010	37.850	\$ 9,56	4.940.362	\$ 19,07
Otorgadas	-	-	-	-
Ejercidas	(35.600)	9,56	(363.205)	20,65
Anuladas	-	-	(2.900)	13,19
Vigentes al 31 de Diciembre 2010	2.250	\$ 9,56	4.574.257	\$ 18,95

En el siguiente cuadro se presenta información respecto de planes de opciones de acciones vigentes al 31 de Diciembre de 2010:

	Opciones Vigentes al 31 de diciembre 2010				Opciones ejercibles al 31 de diciembre 2010		
	Promedio Ponderado Remanente Contractual	Número de Opciones de Acciones Vigentes	Precio promedio ponderado de ejercicio	Número de Opciones de Acciones Ejercibles	Precio promedio ponderado de ejercicio		
Rango de Precio de Ejercicio	Promedio Ponderado Remanente Contractual Vida (años)	Número de Opciones de Acciones Vigentes	Precio promedio ponderado de ejercicio	Número de Opciones de Acciones Ejercibles	Precio promedio ponderado de ejercicio		
Opciones denominadas en CAD							
\$9.56	0,2	2.250	\$ 9,56	2.250	\$ 9,56		
Opciones denominadas en USD							
\$6.33 to 11.56	4,9	1.356.780	\$ 6,53	479.570	\$ 6,90		
\$17.85 to 22.52	2,0	1.256.000	20,27	1.256.000	20,27		
\$23.92 to 28.43	3,8	1.961.477	26,69	1.529.168	26,39		
	3,6	4.574.257	\$ 18,95	3.264.738	\$ 21,17		

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

Para el período de tres meses y año terminado al 31 de Diciembre 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 \$2.4 millones (2009 - \$4.4 millón), respectivamente.

8. Compensación basada en acciones (continuación):

b) Derechos de apreciación de acciones y derechos de apreciación de tandem de valores:

Durante 2010, el plan de opciones de acciones de la Compañía fue enmendado para incluir los derechos de apreciación de tandem 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 la elección entre ejercer la opción sobre acciones ordinarias o renunciar a la opción a cambio de un pago en efectivo equivalente a la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio. Todos los SARs y los TSARs otorgados tienen un plazo máximo de siete años con un tercio que se devenga cada año a partir de la fecha de concesión.

(i) SARs y TSARs vigentes:

SARs y TSARs vigentes al 31 de diciembre 2010:

	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	(3.000)	25,22	-	-
Vigentes al 30 de Septiembre de 2010	391.065	\$ 25,22	735.505	\$ 25,19
Otorgadas	-	-	-	-
Ejercidas	-	-	-	-
Anuladas	(2.100)	25,22	-	-
Vigentes al 31 de Diciembre de 2010	388.965	\$ 25,22	735.505	\$ 25,19

¹ Al 31 de Diciembre 2010 ningún SARs o TSARs vigentes son ejercibles. La Compañía tiene acciones ordinarias reservadas para los TSARs vigentes.

8. Compensación basada en acciones (continuación):

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

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

c) Unidades de acciones diferidas, restringidas y rendimiento:

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

	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	47.902	29.500	404.630
Otorgadas a cambio de dividendos	11.313	1.032	23.067
Rescatadas	(10.722)	-	(326.840)
Anuladas	-	-	(10.099)
Vigentes al 30 de Septiembre 2010	553.669	53.010	1.169.570
Otorgadas	699	-	-
Otorgadas a cambio de dividendos	2.819	233	5.848
Rescatadas	-	(6.639)	-
Anuladas	-	-	(5.801)
Vigentes al 31 de Diciembre 2010	557.187	46.604	1.169.617

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 31 de Diciembre de 2010 fue de \$53.8 millones, comparado con la obligación registrada de \$43.8 millones. La diferencia entre el valor justo y la obligación registrada de \$10.0 millones se reconocerá durante el período de servicio promedio ponderado que reste, de aproximadamente 1,5 años.

Para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre de 2010, el gasto por compensación relacionado con unidades de acciones diferidas, restringidas y de desempeño incluido en el costo de venta y gastos operacionales fue \$13.5 millones (2009 \$3.9 millones) y \$25.7 millones (2009 – \$8.2 millón), respectivamente. Este incluye un gasto de \$11.7 millones (2009 – \$2.4 millón), y \$16.3 millones (2009 – \$0.9 millón) relacionado con el efecto del cambio en el precio de las acciones de la Compañía para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre 2010, respectivamente.

9. Planes de Retiro:

El gasto total neto de los planes de pensiones de contribuciones definidas y beneficios definidos de la Compañía durante el periodo de tres meses y año terminado al 31 de Diciembre de 2010 fue de \$2.4 millones (2009- \$2.7 millones) y \$9.3 millones (2009 - \$10.7 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 meses y año terminado al 31 de Diciembre de 2010, fueron los siguientes:

	Tres Meses Terminados		Años Terminados	
	Dic 31 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Disminución (aumento) en capital de trabajo sin movimiento de fondos:				
Cuentas por cobrar	\$ (1.952)	\$ (14.660)	\$ (62.609)	\$ (43.999)
Inventarios	(44.608)	(54.937)	(58.768)	6.083
Gastos anticipados	(6.540)	(1.630)	(2.984)	(7.053)
Cuentas por pagas y provisiones	14.331	38.279	17.806	(2.445)
	(38.769)	(32.948)	(106.555)	(47.414)
Ajustes de partidas que no afectan caja	(26.033)	2.144	5.499	733
Cambios en capital de trabajo que no representa flujo de efectivo	\$ (64.802)	\$ (30.804)	\$ (101.056)	\$ (46.681)
Estos cambios se relacionan a las siguientes actividades:				
Operacional	\$ (66.614)	\$ (38.482)	\$ (98.706)	\$ (18.253)
Inversión	1.812	7.678	(2.350)	(28.428)
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo	\$ (64.802)	\$ (30.804)	\$ (101.056)	\$ (46.681)

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:

	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Activos financieros:		
Mantenidos para la venta:		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 193.794	\$ 169.788
Provisión incobrable del proyecto, saldo incluido en otros activos	12.548	12.920
Préstamos y cuentas por cobrar:		
Cuentas por cobrar incluyendo porción corto plazo Geopark	316.070	249.332
GeoPark financiamiento incluido en otros activos	25.868	46.055
	\$ 548.280	\$ 478.095
Pasivos financieros:		
Otros pasivos financieros:		
Cuentas por pagar y provisiones	\$ 250.730	\$ 232.924
Deuda a largo plazo, incluye porción corriente	946.941	914.244
Pasivos financieros mantenidos para la venta:		
Instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja	43.488	33.185
Instrumentos derivados	-	99
	\$ 1.241.159	\$ 1.180.452

Al 31 de diciembre 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 del proyecto incluido 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 nocial vigente de \$368 millones al 31 de Diciembre de 2010. El monto nocial disminuye durante el periodo esperado de pago. Al 31 de Diciembre 2010 estos contratos swap de tasa de interés, tienen un valor justo negativo de \$43.5 millones (al 31 de diciembre 2009 – \$33.2 millones), registrados en otros pasivos a largo plazo. El valor justo de estos contratos swap de tasa de interés fluctuará hasta su vencimiento y los cambios en el valor justo han sido registrados bajo el rubro otros ingresos integrales.

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 terminó en 2005. El impacto del monto en disputa al 31 de Diciembre 2010 es de US\$26 millones aproximadamente de impuesto corriente y US\$23 millones de impuestos futuros, excluyendo cargos por intereses.

La Compañía ha presentado una objeción a esta resolución. 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 EE.UU., con respecto del estado de resultados consolidado de la Compañía para el período de tres meses y año terminado al 31 de Diciembre de 2010 y 2009, son las siguientes:

	Tres Meses Terminados		Años Terminados	
	Dic 31 2010	Dic 31 2009	Dic 31 2010	Dic 31 2009
Utilidad (pérdida) neta de acuerdo a GAAP Canadiense	\$ 27.867	\$ 25.718	\$ 101.733	\$ 738
Más (menos) ajustes por:				
Depreciación y amortización ^a	(478)	(478)	(1.911)	(1.911)
Compensaciones basadas en acciones ^b	(307)	(37)	(4.202)	(130)
Posiciones inciertas de impuestos ^c	(857)	(341)	(1.929)	(2.136)
Efecto tributario de ajustes anteriores ^d	167	167	669	669
Utilidad (pérdida) neta de acuerdo a U.S. GAAP	\$ 26.392	\$ 25.029	\$ 94.360	\$ (2.770)

Información por acción de acuerdo a U.S. GAAP:

Utilidad (pérdida) neta básica por acción	\$ 0,29	\$ 0,27	\$ 1,02	\$ (0,03)
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción	\$ 0,28	\$ 0,27	\$ 1,01	\$ (0,03)

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 meses y año terminado al 31 de diciembre de 2010 y 2009, son las siguientes:

	Tres Meses Terminados			U.S. GAAP	
	Diciembre 31, 2010		U.S. GAAP		
	GAAPs Canadienses	Ajustes			
Utilidad (pérdida) neta	\$ 27.867	\$ (1.475)	\$ 26.392	\$ 25.029	
Variaciones en valor justo de contratos forward de moneda, neto de impuesto	-	-	-	118	
Variaciones en valor justo de swap de tasa de interés, neto de impuesto	2.372	-	2.372	229	
Variaciones relacionadas con pensiones, neto de impuesto	-	(1.344)	(1.344)	124	
Ingreso integral	\$ 30.239	\$ (2.819)	\$ 27.420	\$ 25.500	

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

	Años Terminados					Dic 31, 2009	
	Diciembre 31, 2010						
	GAAPs Canadienses	Ajustes	U.S. GAAP				
Utilidad (pérdida) neta	\$ 101.733	\$ (7.373)	\$ 94.360			\$ (2.770)	
Variaciones en valor justo de contratos forward de moneda, neto de impuesto	-	-	-			36	
Variaciones en valor justo de swap de tasa de interés, neto de impuesto	(15.593)	-	(15.593)			(882)	
Variaciones relacionadas con pensiones, neto de impuesto	-	(296)	(296)			1.253	
Ingreso (pérdida) integral	\$ 86.140	\$ (7.669)	\$ 78.471			\$ (2.363)	

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 \$1.9 millón (2009 – \$1.9 millón), fue registrado para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre 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 intrínseco. El valor intrínseco se mide por la diferencia entre el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía y el precio de ejercicio. Al 31 de Diciembre de 2010, los gastos de compensación relacionados con el SARs y TSARs de acuerdo a los PCGA canadienses fue \$3.4 millones ya que el precio de mercado fue mayor que el precio de ejercicio. Bajo los PCGA de EE.UU., los SARs y TSARs tienen que ser valorados por el método del valor justo. Los cambios en el valor justo se reconocen en resultados en proporción a los años de servicio transcurridos en cada fecha de presentación de informes. La Compañía utiliza el modelo de precios de opciones de Black-Scholes para determinar el valor justo de SARs y TSARs y esto ha resultado en un aumento en el costo de ventas y gastos de operación de \$0.3 millón y \$4.2 millones para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre 2010, respectivamente.

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

Para registrar las posiciones inciertas de impuestos los PCGA de EE.UU. establecen una escala para reconocer y atributos de medición para reconocer y medir en los estados financieros una posición tributaria tomada, o que se espera tomar, en una declaración de impuesto. De acuerdo con PCGA de EE.UU. un cargo de \$0.9 millón (2009 – \$0.3 millón) y \$1.9 millón (2009 – \$2.1 millón) fue registrado para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre 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 \$0.7 millón (2009 - \$0.7 millón) fue registrado por los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre 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 una disminución a otros ingresos integrales de \$1.3 millón (2009 - \$0.1 millón aumento) y \$0.3 millón (2009 - \$1.3 millón aumento) fue registrado para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre 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 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:

Los GAAPs de EE.UU. requieren que la participación en la propiedad de las filiales en poder de terceros que no sean la matriz sea claramente identificada, etiquetada, y presentada en el rubro patrimonio en los estados financieros, pero separado del patrimonio de la matriz. En virtud de esta norma, la Compañía debería 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	T4	T3	T2	T1	2009	T4	T3	T2	T1	
VOLUMEN DE VENTAS METANOL (miles de toneladas)										
Producido por la Compañía 3,540 831 885 900 924 3,764 880 943 941 1,000										
Metanol comprado 2,880 806 792 678 604 1,546 467 480 329 270										
Ventas base comisiones ¹ 509 151 101 107 150 638 152 194 161 131										
	6,929	1,788	1,778	1,685	1,678	5,948	1,499	1,617	1,431	1,401
PRODUCCION DE METANOL (miles de toneladas)										
Chile 935 208 194 229 304 942 265 197 252 228										
Titan, Trinidad 891 233 217 224 217 764 188 188 165 223										
Atlas, Trinidad (63.1%) 884 266 284 96 238 1,015 279 257 275 204										
Nueva Zelanda 830 206 200 216 208 822 223 202 203 194										
	3,540	913	895	765	967	3,543	955	844	895	849
PRECIO PROMEDIO REALIZADO DEL METANOL²										
(\$/tonelada) 306 348 286 284 305 225 282 222 192 199										
(\$/galón) 0.92 1.05 0.86 0.85 0.92 0.68 0.85 0.67 0.58 0.60										
INFORMACION POR ACCION (\$ por acción)										
Utilidad (pérdida) neta básica \$ 1.10 0.30 0.36 0.13 0.32 0.01 0.28 (0.01) (0.06) (0.20)										
Utilidad (pérdida) neta diluida \$ 1.09 0.30 0.35 0.13 0.31 0.01 0.28 (0.01) (0.06) (0.20)										

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

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