

COMUNICADO DE PRENSA



A Responsible Care® Company

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

Para publicación inmediata

METHANEX INFORMA MEJORES RESULTADOS EN EL CUARTO TRIMESTRE

27 de Enero 2010

Para el cuarto trimestre de 2009, Methanex informó un EBITDA Ajustado¹ de \$72.9 millones y una utilidad neta de \$25.7 millones (\$0.28 por acción sobre base diluida). Esto se compara con un EBITDA Ajustado de \$31.0 millones y una pérdida neta de \$0.8 millones (\$0.01 por acción sobre base diluida) para el tercer trimestre 2009. Para el año terminado al 31 de Diciembre 2009, Methanex informó un EBITDA Ajustado¹ de \$141.8 millones y una utilidad neta de \$0.7 millón (\$0.01 por acción sobre base diluida).

Bruce Aitken, Presidente y CEO de Methanex comentó, “El constante impulso al alza de la demanda de metanol y los precios más altos de la energía han llevado a precios más altos del metanol y mejores resultados. En el cuarto trimestre, realizamos un precio promedio de \$282 dólares por tonelada, que es alrededor de \$60 más alto por tonelada que en el trimestre pasado. Y, al entrar en el primer trimestre, los precios del metanol han seguido firmes.”

El Sr. Aitken agregó, “También es grato informar una mejor producción a través de todos nuestros sitios en el cuarto trimestre. Y con la reciente puesta en marcha de una segunda planta en Chile y nuestro nuevo proyecto en Egipto, que estará en marcha durante este año, existe un potencial al alza de nuestros ingresos significativo.”

El Sr. Aitken concluyó, “Con US\$170 millones de efectivo al final del año, un sólido balance general, sin obligaciones de refinanciamiento a corto plazo y con una línea de crédito no girada, estamos bien posicionados para seguir invirtiendo para hacer crecer la Compañía.”

Se ha programado una conferencia telefónica para el 28 de enero de 2010 a las 11.00 a.m. EST (8:00 a.m. PST) para revisar los resultados del cuarto trimestre. Para acceder a la conferencia telefónica, digite al operador de conferencia Telus diez minutos antes del inicio de la llamada al (416) 695-7806, o gratis al (888) 789-9572. El número clave de seguridad para la llamada es 2716488. 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 6704266. Habrá una difusión simultánea de audio de la conferencia, a la que se puede tener acceso desde nuestro sitio Web en www.methanex.com. Además, se puede bajar desde nuestro sitio Web, durante tres semanas después de la conferencia telefónica, una grabación en audio de la conferencia.

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

DECLARACIONES DE PROYECCIONES FUTURAS

Este comunicado de prensa del Cuarto Trimestre de 2009 contiene declaraciones de proyecciones futuras respecto de nosotros y de la industria química. Refiérase a la Advertencia de Información de Declaraciones Futuras en la Discusión y Análisis de la Administración del Cuarto Trimestre de 2009 adjunto, para mayor información.

¹ *EBITDA Ajustado es una medición no GAAPs que no tiene un significado estandarizado prescrito por los principios contables Canadienses generalmente aceptados (GAAP), y por lo tanto, es improbable que pueda ser comparable con mediciones similares presentadas por otras compañías. Refiérase a Información Complementaria – Mediciones Suplementarias no GAAP, incluidos en la Discusión y Análisis de la Administración del Cuarto Trimestre de 2009 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

4

METHANEX

A Responsible Care® Company

A Responsible Care® Company

**Reporte Interino
Para los tres meses
terminados
31 Diciembre 2009**

Al 27 de Enero 2010 la Compañía tenía 92,118,692 acciones ordinarias emitidas y vigentes y opciones de acciones a ser ejercidas por 2,670,186 acciones ordinarias adicionales.

Información de Acciones

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

Agentes de Traspasos & Registros

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

Información Inversionistas

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

Contacto de Información

Methanex Investor Relations
1 800 – 200 Burrard Street
Vancouver, BC Canada V6C 3M1

E-mail: invest@methanex.com
Methanex Cargo-gratis:
1-800-661-8851

DISCUSION Y ANALISIS 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 2009, de fecha 27 de Enero 2010, deben ser leídos en conjunto con los Estados Financieros Consolidados Anuales del año 2008 y la Discusión y Análisis de la Administración que se incluye en la Memoria Anual de Methanex 2008. La Memoria Anual de Methanex de 2008 y la información adicional relacionada con Methanex están disponibles en SEDAR en www.sedar.com y en EDGAR en www.sec.gov.

	Tres Meses Terminado			Años Terminado	
	Dic 31 2009	Sep 30 2009	Dic 31 2008	Dic 31 2009	Dic 31 2008
<i>(\$ millones, except cuando se indica lo contrario)</i>					
Volumen de ventas (miles de toneladas)					
Metanol producido	880	943	829	3.764	3.363
Metanol comprado de terceros	467	480	435	1.546	2.074
Ventas comprometidas ¹	152	194	134	638	617
Total volumen de ventas	1.499	1.617	1.398	5.948	6.054
Methanex, precio de referencia promedio antes de descuentos (\$ p	327	251	388	252	526
Precio promedio realizado (\$ por ton) ³	282	222	321	225	424
EBITDA ajustado ⁴	72,9	31,0	(13,3)	141,8	330,4
Flujo de caja de actividades operacionales	35,7	0,2	49,5	115,5	317,4
Flujo de caja de actividades operacionales antes de capital de trabajo ⁴	74,2	36,3	(34,1)	133,7	239,0
Resultado operacional utilidad (pérdida) ⁴	40,9	3,1	(39,7)	24,2	223,3
Utilidad (pérdida) neta	25,7	(0,8)	(3,9)	0,7	168,8
Utilidad (pérdida) neta básica por acción ordinaria	0,28	(0,01)	(0,04)	0,01	1,79
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción ordinaria	0,28	(0,01)	(0,04)	0,01	1,78
Información de acciones ordinarias (millones de acciones):					
Promedio ponderado de acciones ordinarias	92,1	92,1	92,6	92,1	94,5
Promedio ponderado diluido de acciones ordinarias	93,1	92,1	92,6	92,7	94,9
Número de acciones ordinarias en circulación, final del período	92,1	92,1	92,0	92,1	92,0

- ¹ Ventas comprometidas representa volumen comercializado sobre base comprometida. Este ingreso se incluye en resultados cuando se devenga.
- ² *El precio de referencia promedio antes de descuentos de Methanex representa nuestro precio promedio de referencia publicado antes de descuentos en Norteamérica, Europa y Asia 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 tons)	Capacidad Anual ¹	2009 Producción	2008 Producción	T4 2009 Producción	T3 2009 Producción	T4 2008 Producción
Chile I, II, III and IV	3.840	942	1.088	265	197	272
Titan	850	764	871	188	188	225
Atlas (63.1% interest)	1.073	1.015	1.134	279	257	269
New Zealand ²	900	822	570	223	202	200
	6.663	3.543	3.663	955	844	966

1 La capacidad de producción de nuestras plantas de Trinidad está indicadas a la capacidad nominal original. Estas instalaciones están en condiciones de operar por sobre la capacidad nominal original producto del resultado de eficiencias obtenidas producto de mejoras y la experiencia en estas plantas. La capacidad de producción de nuestras instalaciones en Chile y Nueva Zelanda podrán ser superiores a la capacidad nominal original, ya que a través del tiempo, estas cifras se han ajustado para reflejar eficiencias operativas permanentes en estas instalaciones

2 En octubre de 2008, se reinició una de nuestras dos plantas ociosas de 900.000 toneladas por año en Motunui en Nueva Zelanda y dejamos ociosa la planta de 530.000 toneladas por año de Waitara Valle. Nuestra segunda planta de Motunui y nuestra planta de Waitara Valle en Nueva Zelanda nos proporciona la flexibilidad para aumentar la producción en Nueva Zelanda en función de la dinámica de la oferta y la demanda de metanol y la disponibilidad de gas natural en términos comercialmente aceptables.

Chile

Nuestras plantas de metanol en Chile, produjeron 265,000 toneladas durante el cuarto trimestre de 2009 comparado con 197,000 toneladas durante el tercer trimestre de 2009. La producción de nuestras plantas de Chile para el cuarto trimestre de 2009 fue mayor en comparación con el tercer trimestre de 2009 debido principalmente a problemas mecánicos de la planta que conllevó a cortes no planificados en el tercer trimestre. También a mediados de diciembre de 2009, pusimos en marcha una segunda planta en Chile.

A fines de 2009 estamos operando nuestras plantas de metanol en Chile a un 33% aproximadamente de la capacidad instalada. Esto se debe principalmente a los cortes de abastecimiento de gas natural de Argentina – para obtener más información vea Discusión y Análisis de la Administración incluido en nuestro Informe Anual de 2008.

Nuestro objetivo es, en última instancia volver a operar con las cuatro plantas en Chile con gas natural de proveedores Chilenos. Nosotros estamos buscando oportunidades de inversión con la empresa estatal de energía Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), Geopark Chile Limited (Geopark) y otros para ayudar a acelerar la exploración y el desarrollo de gas natural en el sur de Chile. Durante 2007, proporcionamos Geopark \$40 millones (de los cuales \$10 millones han sido pagados al 31 de Diciembre 2009) para apoyar y acelerar las actividades de exploración y desarrollo de gas natural de Geopark en el bloque Fell en el sur de Chile. En Octubre 2009 firmamos un acuerdo para proporcionar \$18 millones adicionales de financiamiento para apoyar las actividades de exploración y desarrollo de gas natural de Geopark en el sur de Chile de los cuales \$15 millones fueron proporcionadas a Geopark durante el cuarto trimestre 2009. Geopark ha aceptado abastecernos con todo el gas natural procedente del bloque Fell bajo el contrato de suministro exclusivo de diez años. En mayo de 2008, firmamos un contrato con ENAP para acelerar la exploración y desarrollo de gas natural en el bloque de exploración el Dorado Riquelme en el sur de Chile y abastecer de gas natural a nuestras plantas productivas en

Chile. La aprobación final del gobierno fue recibida en el tercer trimestre de 2009. Bajo este convenio, financiamos una participación del 50% en el bloque y al 31 de Diciembre 2009 hemos contribuido \$65 millones. En el cuarto trimestre de 2009 aproximadamente el 50% de la producción total en nuestras instalaciones en Chile fue producida con gas natural de los bloques Fell y Dorado Riquelme. A mediados de diciembre de 2009, basado en el éxito de las iniciativas de desarrollo de gas natural, re-iniciamos una segunda planta en Chile y actualmente están operando dos plantas cada una, a una capacidad de 60% aproximadamente. Para 2010, estamos estimando una producción de alrededor de 1,2 millones de toneladas en Chile, y esto supone que podemos volver a operar una planta en ciertas épocas del año, por ejemplo, durante el invierno del hemisferio sur, cuando existe un incremento de demanda estacional de gas natural para fines residenciales.

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 cinco compañías internacionales de petróleo y gas. Bajo las condiciones de estos acuerdos producto del proceso de licitación existen compromisos mínimos de inversión. Las actividades de planificación y exploración ya han comenzado. En julio de 2008, anunciamos que bajo el proceso de licitación internacional, el bloque de exploración Otway en el sur de Chile fue otorgado a un consorcio compuesto por Wintershall, GeoPark y Methanex. Wintershall y GeoPark tienen una participación en el consorcio del 42% cada uno, y nosotros tenemos una participación del 16%. Las actividades de planificación y exploración comenzó durante el cuarto trimestre de 2009. El monto mínimo de inversión en exploración comprometido en el bloque Otway por parte del consorcio en la primera etapa es de US\$11 millones durante los próximos tres años.

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

Nuestras plantas de metanol Atlas y Titan en Trinidad representan aproximadamente 2,0 millones de toneladas anuales de producción a costo competitivo. Nuestras plantas de metanol en Trinidad registraron una producción de 467,000 toneladas durante el cuarto trimestre de 2009, comparada con 445,000 toneladas en el tercer trimestre de 2009. La producción en nuestras instalaciones de Trinidad fue inferior a la capacidad instalada en aproximadamente 50.000 toneladas durante el cuarto trimestre de 2009 y en aproximadamente 70.000 toneladas durante el tercer trimestre de 2009 como resultado de las actividades de mantenimiento planificadas y no planificadas en ambos períodos. Durante 2009 hemos completado las actividades de cambios previstas en ambas de nuestras plantas Atlas y Titan de Trinidad y esperamos aumentar la producción de estas instalaciones durante el próximo año.

Nueva Zelanda

Nuestras plantas de Nueva Zelanda registraron una producción de 223,000 toneladas durante el cuarto trimestre de 2009, comparada con 202.000 toneladas durante el tercer trimestre de 2009.

En el mes de Octubre de 2008 hemos reiniciado las operaciones de una de las dos plantas ociosas de 900.000 toneladas anuales de Motunui de Nueva Zelanda, y dejamos ociosa la planta de menor escala de 530,000 toneladas de Waitara Valley. Nuestra segunda planta de Motunui y nuestra planta de Waitara Valley en Nueva Zelanda nos proporciona la flexibilidad de aumentar la producción en Nueva Zelanda dependiendo de la dinámica de la oferta y la demanda de metanol y la disponibilidad de gas natural bajo condiciones comerciales viables.

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. Analizamos los resultados de todas las ventas de metanol en su conjunto. Los impulsores claves de los cambios en nuestro EBITDA ajustado para las ventas de metanol son el precio promedio realizado, el volumen de ventas y costos base caja.

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

Para el cuarto trimestre de 2009, registramos un EBITDA ajustado de \$72.9 millones y una utilidad neta de \$25.7 millones (\$0.28 por acción en base diluida). Esto se compara con un EBITDA Ajustado de \$31.0 millones y una pérdida neta de \$0.8 millones (0.01 por acción en base diluida) en el tercer trimestre de 2009 y un EBITDA Ajustado negativo de \$13.3 millones y pérdida neta de \$3.9 millones (\$0.04 por acción en base diluida) en el cuarto trimestre de 2008.

En el año terminado al 31 de Diciembre de 2009, registramos un EBITDA ajustado de \$141.8 millones y una utilidad neta de \$0.7 millones (\$0.01 por acción en base diluida). Esto se compara con un EBITDA Ajustado de \$330.4 millones y una utilidad neta de \$168.8 millones (\$1.78 por acción en base diluida) en 2008.

EBITDA AJUSTADO

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

<i>(\$ millones)</i>	T4 2009 comparado con T3 2009	T4 2009 comparado con T4 2008	Año terminado 2009 comparado con Año terminado 2008
Precio promedio realizado	\$ 82	\$ (53)	\$ (1.063)
Volumen de ventas	(4)	1	(11)
Total costos base caja	(36)	138	885
	\$ 42	\$ 86	\$ (189)

Precio promedio realizado

	Tres Meses Terminado			Años terminado	
	Dic 31	Sep 30	Dic 31	Dic 31	Dic 31
<i>(\$ por ton, excepto cuando se indique lo contrario)</i>	2009	2009	2008	2009	2008
Methanex precio de referencia promedio antes de descuento	327	251	388	252	526
Methanex precio promedio realizado	282	222	321	225	424
Descuento promedio	14%	12%	17%	11%	19%

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 histórica y vigente.

La desaceleración económica mundial en la última parte de 2008 condujo a una reducción repentina y significativa en la demanda mundial de metanol y a un incremento en los inventarios mundiales. Esto dio como resultado una disminución en los precios del metanol bajo contratos durante el cuarto trimestre de 2008 y en el 2009. Durante 2009, la demanda mundial de metanol mejoró y, como resultado de esta mejora y de algunos cortes planificados y no planificados en toda la industria, los precios del metanol aumentaron a fines del segundo semestre 2009 y en lo que va del 2010 – refiérase a la sección Fundamentos del Suministro/Demanda, más abajo para más información. Nuestro precio promedio de referencia antes de descuentos para el cuarto trimestre de 2009 fue de \$327 por tonelada en comparación con \$251 por tonelada para el tercer trimestre de 2009 y \$388 por tonelada en el cuarto trimestre de 2008. Nuestro precio promedio realizado para el cuarto trimestre 2009 fue \$282 por tonelada, comparado con \$222 por tonelada en el tercer trimestre 2009 y \$321 por tonelada en el cuarto trimestre de 2008. Los cambios en nuestro precio promedio realizado en el cuarto trimestre de 2009 aumentaron los ingresos por ventas en \$82 millones comparado con el tercer trimestre de 2009 y disminuyeron los ingresos por ventas en \$53 millones comparado con el cuarto trimestre de 2008. Nuestro precio promedio realizado para el año terminado al 31 de Diciembre de 2009 fue \$225 por tonelada, comparado con \$424 por tonelada para el mismo periodo en 2008, y esto disminuyó nuestras ventas en \$1.063 millones.

Para el cuarto trimestre de 2009 nuestro precio promedio realizado fue aproximadamente 14% más bajo que nuestro precio promedio de referencia sin descuentos. Esto se compara con aproximadamente un 12% más bajo para el tercer trimestre de 2009 y un 17% más bajo para el cuarto trimestre de 2008. Hemos firmado contratos a largo plazo para una parte de nuestro volumen de producción con algunos clientes globales, donde los precios son fijos o vinculados a nuestros costos más un margen y, en consecuencia, esperamos que el descuento de nuestro precio promedio de referencia antes de descuento sea mayor durante períodos de precios de metanol más altos.

Volumen de ventas

El volumen total de ventas de metanol, excluyendo las ventas a comisiones en el cuarto trimestre de 2009 fue menor comparado con el tercer trimestre de 2009 en 76,000 toneladas y mayor comparado con el cuarto trimestre de 2008 en 83,000 toneladas. Esto dio como resultado un menor EBITDA Ajustado de \$4 millones en el cuarto trimestre de 2009 comparado con el tercer trimestre de 2009 y un mayor EBITDA Ajustado de \$1 millón para el cuarto trimestre de 2009 comparado con el cuarto trimestre de 2008. El volumen total de ventas de metanol, excluyendo el volumen de ventas a comisiones para el año terminado al 31 de Diciembre 2009 fue menor comparado con el mismo periodo de 2008 en 127,000 toneladas y esto resultó en un menor EBITDA Ajustado de \$11 millones.

Total costos base caja

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

Los costos totales base caja fueron mayores en el cuarto trimestre de 2009 comparado con el tercer trimestre de 2009 en \$36 millones. Los costos del gas natural de las ventas de metanol de producción propia fueron mayores durante el cuarto trimestre de 2009 en comparación con el tercer trimestre de 2009 en \$15 millones debido principalmente a los efectos de precios más altos del metanol. Los costos del metanol comprado a terceros fueron más altos como consecuencia del impacto de los mayores precios del metanol durante el cuarto trimestre de 2009 en comparación con el tercer trimestre de 2009 y esto se tradujo en mayores costos base caja de \$23 millones. Otros costos fueron inferiores durante el cuarto trimestre de 2009 comparado con el tercer trimestre de 2009 en \$2 millones aproximadamente.

Los costos totales base caja en el cuarto trimestre de 2009 fueron menores comparado con el tercer trimestre de 2009 en \$138 millones. Los costos del gas natural de las ventas del metanol de producción propia y de terceros fueron menores durante el cuarto trimestre de 2009 comparado con el cuarto trimestre de 2008 en \$51 millones y \$56 millones respectivamente, como resultado principalmente del impacto de precios del metanol más bajos. En el cuarto trimestre del 2008, registramos un cargo antes de impuestos de \$33 millones para castigar el valor libro de los inventarios a valor neto de realización estimado como resultado de la fuerte caída en los precios del metanol a finales de 2008. Otros costos fueron más altos durante el cuarto trimestre de 2009 comparado con el cuarto trimestre de 2008 en \$2 millones aproximadamente que incluye un mayor gasto por compensación en base de acciones de aproximadamente \$6 millones, como resultado del impacto de los cambios en el precio de nuestras acciones, compensado por menores gastos de ventas, generales y administrativos de aproximadamente \$4 millones, como resultado de las iniciativas de reducción de costos durante el 2009.

Los costos totales base caja para el año terminado el 31 de diciembre 2009 fueron inferiores en comparación con 2008 en \$885 millones. Los costos del gas natural de las ventas de metanol de producción propia y de terceros fueron menores en el año terminado al 31 de Diciembre 2009 comparado con 2008 en \$275 millones y \$434 millones respectivamente, como resultado principalmente del impacto de precios del metanol más bajos. El metanol comprado a terceros representó una proporción menor de nuestros volúmenes de ventas totales para el año terminado al 31 de diciembre 2009 en comparación con 2008 y esto se tradujo en menores costos base caja de \$136 millones aproximadamente. En el cuarto trimestre del 2008, registramos un cargo antes de impuestos de \$33 millones para castigar el valor libro de los inventarios a valor neto de realización estimado como resultado de la fuerte caída en los precios del metanol a fines de 2008. Otros costos fueron menores en el año terminado al 31 de diciembre 2009 comparado con 2008 en aproximadamente \$7 millones que incluye menores gastos de ventas, generales y administrativos de aproximadamente \$16 millones como resultado de las iniciativas de reducción de costos compensado por mayores gastos por compensación en base de acciones de aproximadamente \$9 millones, como resultado del impacto de los cambios en el precio de nuestras acciones, durante el 2009.

Depreciación y Amortización

La depreciación y amortización ascendió a \$32 millones en el cuarto trimestre de 2009, comparado con \$28 millones en el tercer trimestre de 2009 y \$26 millones en el cuarto trimestre de 2008. El aumento en los gastos de depreciación y amortización en el cuarto trimestre de 2009 comparado con el tercer trimestre de 2009 y el cuarto trimestre de 2008 se debió principalmente al inicio de los cargos relacionados con el agotamiento de nuestra inversión en Chile de petróleo y gas. Al recibir la aprobación final del gobierno de Chile el 24 de agosto de 2009, hemos adoptado 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 anterior para obtener más información. Bajo estas normas de contabilidad, las inversiones en efectivo en el bloque inicialmente se capitalizan y se registran en resultados a través de cargos por agotamiento sin movimiento de efectivo, a medida que el gas natural se produce del bloque. Los cargos por agotamiento registrados en resultados para el cuarto trimestre de 2009 fueron aproximadamente \$3 millones.

Gastos Financieros

(\$ millones)	Tres Meses Terminado			Años Terminado	
	Dic 31 2009	Sep 30 2009	Dic 31 2008	Dic 31 2009	dic 31 2008
Gastos financieros antes de intereses capitalizado	\$ 14	\$ 14	\$ 15	\$ 56	\$ 55
Menos intereses capitalizados	(8)	(7)	(6)	(29)	(17)
Gastos financieros	\$ 6	\$ 7	\$ 9	\$ 27	\$ 38

Los gastos financieros antes de capitalización de intereses en el cuarto trimestre de 2009 ascendieron a \$14 millones, comparado con \$14 millones en el tercer trimestre de 2009, y \$15 millones en el cuarto trimestre de 2008. Contamos con créditos con garantías limitadas para nuestro proyecto de joint venture para construir una planta de metanol de 1.3 millones de toneladas por año en Egipto. Los intereses relacionados con este proyecto han sido capitalizados.

Intereses y Otros Ingresos

(\$ millones)	Tres Meses Terminado			Años Terminado	
	Dic 31 2009	Sep 30 2009	Dic 31 2008	Dic 31 2009	Dic 31 2008
Intereses y otros ingresos (gastos)	\$ -	\$ 1	\$ (2)	\$ -	\$ 11

Los intereses y otros ingresos en el cuarto trimestre de 2009 ascendieron a \$0 millón comparado con una ganancia de \$1 millón en el tercer trimestre de 2009 y gasto de \$2 millón en el cuarto trimestre de 2008. La disminución en intereses y otros ingresos en el cuarto trimestre de 2009 comparado con el tercer trimestre de 2009, se debió principalmente al impacto de los cambios en las tasas de cambio. Los intereses y otros ingresos en el año terminado al 31 de Diciembre de 2009 comparado con igual periodo en 2008 fue menor en \$11 millones debido principalmente a menores intereses ganados en los saldos de efectivo en 2009 y ganancia de \$5 millones en la venta de activos de producción de amoníaco durante 2008, así como el impacto de los cambios en los tipos de cambio.

Impuesto a la Renta

En el cuarto trimestre de 2009 registramos un gasto por impuesto de \$9.0 millones en comparación con una recuperación de impuesto de \$1.4 millones en el tercer trimestre de 2009 y una recuperación de impuesto de \$46.2 millones en el cuarto trimestre de 2008. La tasa efectiva de impuesto en el cuarto trimestre de 2009 fue de 26%.

La tasa de impuesto en Chile y Trinidad, donde ganamos 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 utilidades desde Chile. El segundo tramo de impuesto inicialmente se registra como gasto de impuesto a la renta diferido y posteriormente se reclasifica a impuesto a la renta corriente cuando se distribuyen utilidades.

FUNDAMENTOS DE OFERTA / DEMANDA

Durante el cuarto trimestre de 2008, la crisis financiera mundial y el débil entorno económico condujeron a una importante reducción en la demanda mundial de los derivados del metanol más tradicionales (que representan aproximadamente el 70% de la demanda mundial de metanol), mientras que la demanda del metanol para derivados relacionados con la energía, se ha mantenido relativamente estable. En términos generales, estimamos que la demanda mundial de metanol, se redujo en alrededor del 15% en el cuarto trimestre de 2008, o en aproximadamente 36 millones de toneladas, medido en base anualizada, comparado con el tercer trimestre de 2008. En reacción a esta disminución en la demanda, muchas plantas de metanol de alto costo han operando a tasas menores o han cerrado. Adicionalmente, hubo una disminución significativa en los precios spot y por contratos del metanol durante el cuarto trimestre de 2008 y este entorno de precio a la baja se mantuvo durante gran parte del primer semestre de 2009.

Durante el segundo semestre de 2009, la demanda mundial del metanol, se recuperó hasta el nivel actual de aproximadamente 43 millones de toneladas, medidos sobre una base anualizada. La recuperación de la demanda en el primer semestre de 2009 se centró fundamentalmente tanto en derivados tradicionales como de energía en Asia (en particular en China), mientras que más recientemente también hemos visto una cierta recuperación de la demanda en otras regiones como Europa y América del Norte. La mezcla de metanol en gasolina en China ha sido particularmente fuerte y creemos que el crecimiento futuro en esta solicitud es apoyada por los recientes cambios normativos en ese país. Por ejemplo, un M85 (o el 85% de metanol) norma nacional entró en vigor el 1 de diciembre 2009, y esperamos un M15 (o el 15% de metanol) norma nacional que se publicará más adelante en 2010. Apoyado por un sólido entorno de precios de la energía, la demanda de metanol en DME en China también ha aumentado recientemente. Además de la mejora de la demanda, hemos visto una escalada de los costos de materias primas para los productores y desafíos de suministro significativos.

Methanex Precios Regionales de Referencia Sin Descuentos ¹

(US\$ por ton)	Enero 2010	Dic 2009	Nov 2009	Oct 2009
Estados Unidos	366	366	333	316
Europa ²	338	328	328	328
Asia	350	330	300	300

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

² €235 para T1 2010 (T4 2009 - €223) convertido a dólares de los Estados Unidos a la fecha de liquidación.

Ha habido un número de cortes planificados y no planificados en el sector, y entendemos que las nuevas dos plantas a escala mundial de metanol, que comenzaron sus operaciones en los últimos doce meses han estado operando a tasas reducidas. Como resultado de la mejora de la demanda y los problemas de abastecimiento de la industria y el aumento de los costos para muchos productores, los precios del metanol aumentaron durante la segunda mitad de 2009 y en 2010. Nuestro precio de referencia promedio antes de descuentos en Enero 2009 es de aproximadamente \$350 por tonelada, en comparación con \$327 por tonelada y \$251 por tonelada en el cuarto trimestre de 2009 y tercer trimestre de 2009, respectivamente.

En respuesta a la creciente demanda y precios más altos del metanol, algunas plantas de costo de producción altos, especialmente en China, recientemente se han reabierto. Los próximos incrementos de la capacidad a escala mundial fuera de China, son cuatro plantas en construcción con una capacidad total de 4,0 millones de toneladas. Estas plantas están planificadas para iniciar operaciones en 2010, incluyendo nuestra propia planta de 1,3 millones de toneladas al año en Egipto que se espera inicie operaciones en el primer semestre de 2010.

La demanda de metanol en derivados tradicionales está correlacionada con la producción industrial y creemos que la demanda de metanol en estos derivados debe mejorar aún más cuando el entorno macroeconómico mejore. En los últimos años, los altos precios de la energía han impulsado la demanda del metanol en aplicaciones de energía, tales como mezcla de gasolina y el DME, principalmente en China. Los recientes cambios regulatorios han mejorado las perspectivas de la demanda para la mezcla de gasolina de metanol en China y creemos que la demanda potencial en estos derivados de energía será más fuerte en un entorno de precios de energía más altos.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Los flujos de efectivo provenientes de actividades operacionales antes de cambios en capital de trabajo en el cuarto trimestre de 2009 fueron de \$74 millones comparados con \$36 millones en el tercer trimestre 2009, y \$34 millones en el cuarto trimestre 2008. El cambio en los flujos de efectivo para el cuarto trimestre de 2009 en comparación con estos periodos es producto principalmente de los cambios en los niveles de utilidades.

Durante el cuarto trimestre de 2009, pagamos dividendos trimestrales de \$0.155 por acción o \$14 millones.

Estamos construyendo una planta de metanol de 1,3 millones de toneladas al año en Egipto. Esperamos que las operaciones de esta planta de metanol comiencen en el primer semestre de 2010. Tenemos una participación del 60% en Egyptian Methanex Methanol Company S.A.E. ("EMethanex"), que es la empresa que está desarrollando el proyecto y venderemos el 100% del metanol producido en esta planta. Esta inversión en EMethanex se contabiliza bajo las normas de consolidación. Esto resulta en incluir el 100% de los activos y pasivos de EMethanex en nuestros estados financieros. La participación de los otros inversionistas en este proyecto se presenta como "interés minoritario". Durante el cuarto trimestre de 2009, los costos totales de construcción, planta y equipo relacionados con nuestro proyecto en Egipto fueron de \$39 millones. EMethanex tiene financiamiento con garantías limitadas por un monto de \$530 millones. Al 31 de Diciembre 2009 se ha girado un total de \$472 millones de este financiamiento con garantías limitadas y durante el cuarto trimestre 2009 se giraron \$14 millones. Los costos totales futuros estimados para completar este proyecto, excluyendo costos financieros y capital de trabajo, se espera asciendan a \$93 millones, aproximadamente. Nuestra participación del 60% de contribuciones de capital futuras, excluyendo costos financieros y capital de trabajo, se estima en \$20 millones aproximadamente, esperamos financiar dichos aportes con fondos generados por la operación y saldos de efectivo disponibles.

Tenemos un acuerdo con ENAP para acelerar la exploración y desarrollo de gas natural en el bloque Dorado Riquelme de exploración de hidrocarburos en el sur de Chile. Bajo este acuerdo, nosotros financiamos una participación del 50% en el bloque, para lo cual hemos contribuido \$65 millones a la fecha. Nosotros esperamos efectuar contribuciones adicionales dentro de los próximos tres años con el objeto de realizar plenamente el potencial del bloque. Estas contribuciones se basaran en los presupuestos anuales establecidos por ENAP y Methanex, de conformidad con el Acuerdo de Operación Conjunta que rige este desarrollo.

También tenemos un acuerdo con GeoPark bajo el cual hemos proporcionado \$40 millones de financiamiento, de los que GeoPark ha reembolsado \$10 millones a la fecha, para apoyar y acelerar las actividades de desarrollo y exploración de gas natural de GeoPark en el bloque Fell, en el sur de Chile. Recientemente hemos entrado en un acuerdo para otorgar financiamiento adicional de \$18 millones para apoyar las actividades de desarrollo y exploración de gas natural de GeoPark y en el sur de Chile. Durante el cuarto trimestre de 2009 proporcionamos \$15 millones a GeoPark bajo este nuevo acuerdo.

En agosto de 2009, concretamos la obtención de una línea de crédito renovable sin garantías por \$200 millones para sustituir la línea de crédito con vencimiento a mediados de 2010. La nueva línea de crédito es proporcionada por instituciones financieras altamente clasificadas y expira a mediados de 2012.

Nosotros operamos en una industria de productos altamente competitiva y creemos que es apropiado mantener un balance general conservador y retener flexibilidad financiera. Nuestro saldo de efectivo disponible al 31 de diciembre de 2009 fue de \$170 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 la liquidez apropiada. Nuestro programa de desembolsos para mantenciones de bienes de capital planificado para mantenciones mayores, paralizaciones programadas de plantas y cambios de catalizadores para las operaciones existentes, se estima actualmente que ascendería a \$75 millones, aproximadamente, para el período y hasta fines del 2011.

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

La clasificación de solvencia para nuestros pagarés no garantizados al 31 de Diciembre 2009 fue la siguiente:

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

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

PERSPECTIVA A CORTO PLAZO

Como resultado de la mejora de la demanda de metanol, los precios de la energía más altos y la escalada de los costos de materias primas para los productores y los desafíos de suministro en toda la industria, los precios del metanol han aumentado recientemente. Con el aumento de la producción de una segunda planta que ha iniciado operaciones en Chile y nuestro nuevo proyecto en Egipto, que estará en marcha a finales de este año estamos bien posicionados para mejorar significativamente nuestra generación de efectivo y capacidad de generar utilidades.

El precio de metanol en última instancia dependerá de la fortaleza de la recuperación económica, las tasas de operación de la industria, los precios de la energía mundial, 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 e invirtiendo para hacer crecer a la Compañía.

CONTROLES Y PROCEDIMIENTOS

Para los tres meses terminados al 31 de Diciembre de 2009, no se hicieron cambios que hayan afectado materialmente, o que sea razonablemente probable que afecten materialmente nuestro sistema de control interno sobre los reportes financieros.

CAMBIOS EN POLITICAS CONTABLES

El 1 de enero de 2009, adoptamos la Sección 3064 del CICA, Menor/Mayor Valor y Activos intangibles. Esta nueva norma contable, sustituye la Sección 3062, Menor/Mayor Valor y Otros Activos Intangibles. La Sección 3064 expande las normas sobre el reconocimiento, medición y divulgación de activos intangibles. El impacto de la adopción retroactiva de esta norma en nuestros estados financieros consolidados al 1 de enero de 2009 es aproximadamente de \$13 millones registrado como una reducción de los saldos de apertura de utilidades retenidas y activo fijo. El monto se relaciona con determinados gastos pre-operacionales que se habían capitalizados como activo fijo al 31 de diciembre de 2008, y que deberían haberse registrados como gastos en conformidad con esta nueva norma. El impacto para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre de 2009 fue un aumento en gastos de venta, generales y administrativos de aproximadamente \$0.5 millón (2008 - \$0,9 millones) y \$3.8 millones (2008 - \$3.5 millones), respectivamente.

ADOPCION DE LAS DIRECTRICES DEL CICA PARA LA CONTABILIZACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

El 24 de agosto de 2009, recibimos la aprobación final del gobierno del acuerdo firmado el 5 de mayo de 2008 con la empresa Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), la empresa estatal chilena de petróleo y gas. Al recibir la aprobación, nosotros adoptamos la directriz del CICA sobre reconocimiento del costo total aplicable a la industria petrolera y de gas para contabilizar nuestra inversión en el bloque Dorado Riquelme. Bajo este método, se capitalizan todos los costos, incluyendo los costos internos y los costos de retiro de activos, directamente asociados con la adquisición, exploración y desarrollo de las reservas de gas natural. Los costos son consumidos y se amortizan utilizando la unidad de método de producción basado en la estimación de las reservas probadas. Los costos capitalizados sujetos a consumo incluyen los costos futuros estimados a ser incurridos en el desarrollo de las reservas probadas. Los costos de los proyectos importantes de desarrollo y los costos de adquisición y evaluación de importantes propiedades no comprobadas se excluyen de los costos sujetos a consumo hasta que se determine si las reservas probadas son atribuibles a las propiedades, o ha ocurrido deterioro. Los costos que se han deteriorado se incluyen en los costos sujetos a agotamiento y amortización.

Bajo la directriz de CICA sobre contabilidad de costo total, una evaluación de deterioro ("prueba límite") se realiza sobre una base anual para todos los activos petroleros y de gas. La pérdida por deterioro se reconoce en resultados cuando el valor libro de activos petroleros y de gas no es recuperable y el valor libro excede su valor justo. El valor libro no es recuperable si el valor libro excede la suma de los flujos de caja de las reservas probadas no descontados. Si la suma de los flujos de caja es menor que el valor libro, la pérdida por deterioro se mide como la cantidad en que el valor libro exceda la suma de los flujos de caja descontados de las reservas probadas y probables.

Como resultado de la adopción de la metodología de contabilidad de costo total, reclasificamos los desembolsos acumulados de petróleo y gas de \$58,7 millones de otros activos al rubro propiedad, planta y equipo en el tercer trimestre de 2009. Nosotros efectuamos la prueba límite máxima anual para nuestra inversión en el bloque Dorado Riquelme y concluimos que nos existía deterioro al 31 de diciembre de 2009. Para los tres meses y año terminado al 31 de diciembre de 2009 hemos contribuido \$6.1 millones (2008 - \$3,5 millones) y \$23.6 millones (2008 - \$41,8 millones), respectivamente, en la inversión Dorado Riquelme.

CONVERGENCIA A NORMAS INTERNACIONALES DE REPORTES FINANCIEROS (IFRS)

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

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

Hemos establecido un equipo de trabajo para administrar la convergencia a las IFRS. Además, hemos establecido un 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 del Directorio.

Hemos desarrollado un plan para convertir nuestros estados financieros consolidados a IFRS en la fecha de convergencia 1 de enero de 2011, con resultados financieros comparativos de 2010. El plan de convergencia de las IFRS aborda el impacto de las IFRS sobre las políticas contables y las decisiones de implementación, la infraestructura, las actividades comerciales, y actividades de control.

Durante el segundo semestre de 2008 comenzamos la etapa de selección de políticas, las que están dirigidas, sobre una base de prioridades, a aquellas áreas que creemos pueden causar el impacto más significativo sobre nuestros estados financieros consolidados. En conjunto con la fase de selección de políticas contables, estamos identificando el impacto de las IFRS en infraestructura (incluyendo experiencia en la preparación de estados financieros y tecnología de la información y sistemas computacionales), las actividades de los negocios (incluyendo pactos financieros y acuerdos de compensación), y las actividades de control (incluyendo los controles internos y procedimientos sobre los estados financieros y divulgación). Durante el cuarto trimestre de 2009, hemos seguido centrando nuestros esfuerzos en la investigación y documentación de las áreas de impacto significativo y continuamos progresando en la fase de selección de políticas contables. Hemos empezado a revisar nuestra selección de las políticas contables de las IFRS con nuestros auditores para garantizar la interpretación uniforme de las IFRS en áreas clave.

Estamos avanzando conforme al calendario previsto y continuamos en línea para la finalización del proyecto en 2011. Vamos a seguir proporcionando actualizaciones sobre el estado del proyecto y su impacto en los reportes financieros en nuestros Comentarios y Análisis de la Administración trimestrales y anuales durante el periodo de convergencia, hasta 1 de enero de 2011.

INFORMACION ADICIONAL –MEDICIONES NO–GAAPS COMPLEMENTARIAS

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

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

EBITDA Ajustado

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

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

	Tres Meses Terminado			Años Terminado	
	Dic 31 2009	Sep 30 2009	Dic 30 2008	Dic 31 2009	Dic 31 2008
(\$ miles)					
Flujo de efectivo de actividades operacionales	\$ 35.737	\$ 247	\$ 49.484	\$ 115.481	\$ 317.359
Más (menos):					
Cambios en capital de trabajo sin movimiento	38.433	36.008	(83.600)	18.253	(78.383)
Otros desembolsos en efectivo	327	(16)	545	6.078	3.101
Compensaciones en acciones recuperación	(4.598)	(4.602)	1.155	(12.527)	(2.811)
Otros ítems sin movimiento de efectivo	(1.329)	(1.222)	2.937	(7.639)	(2.797)
Gastos financieros	6.217	6.622	8.675	27.370	38.439
Intereses y otros ingresos (gastos)	(18)	(1.256)	1.823	403	(10.626)
Impuesto a la renta	(1.880)	(4.751)	5.697	(5.592)	66.148
EBITDA ajustado	\$ 72.889	\$ 31.030	\$ (13.284)	\$ 141.827	\$ 330.430

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

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

DATOS FINANCIEROS TRIMESTRALES (NO AUDITADOS)

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

	Tres Meses Terminado			
	Dic 31 2009	Sep 30 2009	Junio 30 2009	Mar 31 2009
<i>(\$ miles, excepto montos por acción)</i>				
Ventas	\$ 381.729	\$ 316.932	\$ 245.501	\$ 254.007
Utilidad (pérdida) neta	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 diluida por acción ordinaria	0,28	(0,01)	(0,06)	(0,20)

	Tres Meses Terminado			
	Dic 31 2008	Sep 30 2008	Junio 30 2008	Mar 31 2008
<i>(\$ miles, excepto montos por acción)</i>				
Ventas	\$ 408.384	\$ 569.876	\$ 600.025	\$ 735.934
Utilidad neta	-3.949	70.045	38.059	64.598
Utilidad neta básica por acción ordinaria	(0,04)	0,75	0,40	0,66
Utilidad neta diluida por acción ordinaria	(0,04)	0,74	0,40	0,66

DECLARACIONES CON PROYECCIONES FUTURAS

Esta Discusión y Análisis de la Administración (“MD&A”) del Cuarto Trimestre 2009, así como los comentarios formulados durante la conferencia telefónica con inversionistas del Cuarto Trimestre de 2009, contienen declaraciones de proyecciones futuras respecto de nosotros y de la industria química. Las declaraciones que incluyen las palabras “cree,” “espera,” “puede,” “sería,” “debería,” “busca,” “intenta,” “planea,” “estima,” “anticipa,” o la versión negativa de tales palabras u otros términos comparables y afirmaciones similares de declaraciones de naturaleza futura o de proyecciones futuras identifican declaraciones de proyecciones futuras.

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

- demanda esperada para el metanol y sus derivados,
- nueva oferta de metanol esperada y el calendario para la puesta en marcha de la misma,
- fecha de cierre esperado (ya sea temporal o permanente) o re-inicio de oferta metanol existente (incluyendo nuestras propias instalaciones), incluyendo, sin limitación, la calendarización de cortes planificado por mantenimiento,
- precios esperados del metanol y energía,
- tasas de producción esperadas de nuestras plantas,
- 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,
- costos de operación esperados, incluyendo la materia prima de gas natural y los costos de logística,
- gastos de capital esperado y fuentes futuras de financiamiento de esos gastos de capital, Incluyendo gastos de capital para apoyar la exploración y desarrollo de gas natural en Chile y Nueva Zelanda,
- tasas de impuesto esperadas,
- flujos de caja esperados y capacidad de generación de ingresos,
- fecha de término prevista, y costos para completar nuestro proyecto de metanol en Egipto,
- disponibilidad de facilidades de crédito comprometidas y otro financiamiento,
- estrategia de distribución a los accionistas y distribuciones esperadas a los accionistas,
- viabilidad comercial de, o capacidad para ejecutar, proyectos futuros o expansiones de la capacidad,
- fortaleza financiera y capacidad para hacer frente a compromisos financieros futuros,
- actividad económica mundial o regional esperada (incluyendo niveles de producción industrial) y fecha esperada para la recuperación de la actual recesión económica, y
- acciones esperadas de los gobiernos, proveedor de gas, los juzgados y tribunales, o de terceros, incluido el establecimiento por el gobierno chino de nuevas normas para la mezcla de combustible.

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

- oferta, demanda y precio de metanol, derivados de metanol, gas natural, petróleo y petróleo sus derivados,
- tasas de producción de nuestras plantas,
- 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, el establecimientos de nueva normativa para combustibles,
- costos de operación incluyendo materia de gas natural y costos de logística, costos de capital, tasas de impuesto, flujos de efectivo, tasa de cambio y tasas de interés,
- fecha de término y costo de nuestro proyecto de metanol en Egipto,
- disponibilidad de facilidades de crédito comprometidas y otro financiamiento,
- actividad económica mundial y regional (incluyendo niveles de producción industrial),
- ausencia de desastres naturales importantes o pandemias mundiales,
- ausencia de cambios negativos importantes en las leyes o reglamentos, y
- cumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de los clientes, proveedores y otras terceras partes.

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

- las condiciones en la industria del metanol y otras industrias, incluyendo las fluctuaciones en la oferta, la demanda y el precio de metanol y sus derivados, incluyendo la demanda de metanol para usos energéticos,
- el precio del gas natural, petróleo y derivados del petróleo,
- el éxito de la exploración de gas natural y las actividades de desarrollo en el sur de Chile y Nueva Zelanda y nuestra habilidad para obtener cualquier cantidad de gas adicional en esas regiones o en otras regiones en términos comercialmente aceptables,
- el término a tiempo y dentro del presupuesto de nuestra nuevo proyecto de joint venture en Egipto,
- la habilidad de llevar a cabo iniciativas y estrategias corporativas exitosamente,
- acciones de los competidores y proveedores,
- acciones de los gobiernos y las autoridades gubernamentales incluyendo la implementación de políticas y otras medidas por el gobierno de China u otros gobiernos que podrían tener un impacto en la demanda de metanol,
- 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 nuestra Discusión y Análisis de la Administración de 2008 y este Discusión y Análisis de la Administración del Cuarto Trimestre 2009.

Además de los factores de riesgo mencionados, la actual crisis financiera mundial y su impacto en la economía mundial han añadido nuevos riesgos e incertidumbres incluyendo cambios en los mercados de capitales y sus correspondientes efectos en las inversiones de la empresa, nuestra capacidad para acceder a créditos existentes o futuros y el incumplimiento de los clientes, proveedores o aseguradores.

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

COMO ANALIZAMOS NUESTRO NEGOCIO

Nuestras operaciones consisten en un solo segmento de operaciones – la producción y venta de metanol. Nosotros revisamos nuestros resultados operacionales, analizando los cambios en los componentes de nuestro EBITDA Ajustado (ver Mediciones Complementarias No GAAP para una conciliación de mediciones más comparable con GAAP), depreciación y amortización, gastos financieros, intereses y otros ingresos e impuesto a la renta. Además del metanol que producimos en nuestras plantas, también compramos y revendemos metanol producido por terceros 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 para las ventas de metanol son el precio promedio realizado, el volumen de ventas y costos base caja. El precio, costo base caja y las variaciones de volumen incluido en nuestro análisis de EBITDA Ajustado se definen y calculan de la siguiente manera:

- PRECIO** El cambio en nuestro EBITDA Ajustado como resultado de cambios en el precio promedio realizado de venta, se calcula como la diferencia de un período a otro del precio de venta del metanol, multiplicado por el volumen total de ventas de metanol del período actual, excluyendo volumen de ventas en base a comisiones, más la diferencia de ventas en base a comisiones de un periodo 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, más los cambios en costos fijos no absorbidos base caja, el cambio en los gastos de ventas, gastos generales y de administración y costos fijos de almacenaje y distribución consolidados.
- VOLUMEN** El cambio en EBITDA Ajustado como resultado de cambios en el volumen de ventas se calcula como la diferencia de un periodo a otro en el volumen de ventas de metanol, excluyendo las ventas a base de comisiones multiplicado por el margen por tonelada del período anterior. El margen por tonelada 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.

Methanex Corporation
Estados de Resultado Consolidados (no auditado)
(miles de dólares, excepto número de acciones ordinarias)

	Tres Meses Terminado		Años Terminado	
	Dic 31 2009	Dic 31 2008	Dic 31 2009	Dic 31 2008
		(Ajustado - nota 2)		(Ajustado - nota 2)
Ventas	\$ 381,729	\$ 408,384	\$ 1,198,169	\$ 2,314,219
Costo de ventas y gastos operacionales	308,840	388,295	1,056,342	1,950,416
Castigo de inventario	-	33,373	-	33,373
Depreciación y amortización	31,993	26,366	117,590	107,126
Resultado operacional antes de los siguientes ítemes	40,896	(39,650)	24,237	223,304
Intereses financieros (nota 7)	(6,217)	(8,675)	(27,370)	(38,439)
Intereses y otros ingresos (gastos)	18	(1,823)	(403)	10,626
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	34,697	(50,148)	(3,536)	195,491
Impuesto (gasto) recuperación:				
Corriente	1,880	(5,697)	5,592	(66,148)
Diferido	(10,859)	51,896	(1,318)	39,410
	(8,979)	46,199	4,274	(26,738)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 25,718	\$ (3,949)	\$ 738	\$ 168,753
Utilidad (pérdida) neta por acción ordinaria:				
Básica	\$ 0.28	\$ (0.04)	\$ 0.01	\$ 1.79
Diluida	\$ 0.28	\$ (0.04)	\$ 0.01	\$ 1.78
Promedio ponderado de acciones ordinarias vigentes:				
Básica	92,108,242	92,566,393	92,063,371	94,520,945
Diluida	93,069,657	92,566,393	92,688,510	94,913,956
Número de acciones ordinarias vigentes al final del periodo	92,108,242	92,031,392	92,108,242	92,031,392

Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

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

	Dic 31 2009	Dic 31 2008
		(Ajustado - nota 2)
ACTIVOS		
Activos circulantes:		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 169,788	\$ 328,430
Cuentas por cobrar	257,418	213,419
Inventarios	171,554	177,637
Gastos pagados por anticipado	23,893	16,840
	622,653	736,326
Activo fijo (nota 4)	2,183,787	1,899,059
Otros activos	116,977	168,988
	\$ 2,923,417	\$ 2,804,373
PASIVOS Y PATRIMONIO		
Pasivos circulantes:		
Cuentas por pagar y provisiones	\$ 232,924	\$ 235,369
Porción del corto plazo de obligaciones a largo plazo (nota 6)	29,330	15,282
Porción del corto plazo de otros pasivos a largo plazo	9,350	8,048
	271,604	258,699
Obligaciones a largo plazo (nota 6)	884,914	772,021
Otras obligaciones a largo plazo	97,185	97,441
Impuestos diferidos	300,510	299,192
Interés minoritario	133,118	88,604
Patrimonio:		
Capital	427,792	427,265
Excedente aportado	27,007	22,669
Utilidades retenidas	806,158	862,507
Otras pérdidas integrales acumuladas	(24,871)	(24,025)
	1,236,086	1,288,416
	\$ 2,923,417	\$ 2,804,373

Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

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

	Número de Acciones Ordinarias	Otros Ingresos (pérdidas) Integrales				Total Patrimonio
		Capital Pagado	Excedente Aportado	Utilidades Retenidas	Acumulados	
Saldos 31 de Diciembre 2007, informados anteriormente	98,310,254	\$ 451,640	\$ 16,021	\$ 876,348	\$ (8,655)	\$ 1,335,354
Ajustes por adopción retroactiva de nuevas políticas contables:						
Menor valor e intangibles 3064 (nota 2)	-	-	-	(7,790)	-	(7,790)
Interés Minoritario participación proporcional (nota 2)	-	-	-	1,858	3,462	5,320
Balance, December 31, 2007, ajustados	98,310,254	451,640	16,021	870,416	(5,193)	1,332,884
Utilidad neta y otros resultados integrales pérdida, informados anteriormente	-	-	-	172,298	(31,363)	140,935
Ajustes por adopción retroactiva de nuevas políticas contables:						
Menor valor e intangibles 3064 (nota 2)	-	-	-	(5,818)	-	(5,818)
Interés Minoritario participación proporcional (nota 2)	-	-	-	2,273	12,531	14,804
Utilidad neta y otros resultados integrales ajustados				168,753	(18,832)	149,921
Gastos de compensación para opciones de acciones	-	-	8,225	-	-	8,225
Emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	224,016	4,075	-	-	-	4,075
Reclasificación de fecha de otorgamiento, valor justo al ejercicio de opciones sobre acciones	-	1,577	(1,577)	-	-	-
Pagos por compra de acciones propias	(6,502,878)	(30,027)	-	(119,829)	-	(149,856)
Dividendos pagados	-	-	-	(56,833)	-	(56,833)
Saldos 31 de Diciembre 2008	92,031,392	427,265	22,669	862,507	(24,025)	1,288,416
Pérdida neta	-	-	-	(24,980)	-	(24,980)
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	3,729	-	-	3,729
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	-	-	-	(42,810)	-	(42,810)
Otros ingresos ítegrales	-	-	-	-	(1,193)	(1,193)
Saldos 30 de Septiembre 2009	92,108,242	427,792	26,296	794,717	(25,218)	1,223,587
Pérdida neta	-	-	-	25,718	-	25,718
Gasto por compensación para opciones de acciones	-	-	711	-	-	711
Emisión de acciones al ejercer opciones de acciones	-	-	-	-	-	-
Reclasificación de fecha de otorgamiento, valor justo al ejercicio de opciones sobre acciones	-	-	-	-	-	-
Dividendos pagados	-	-	-	(14,277)	-	(14,277)
Otros ingresos ítegrales	-	-	-	-	347	347
Saldos 31 Diciembre 2009	92,108,242	\$ 427,792	\$ 27,007	\$ 806,158	\$ (24,871)	\$ 1,236,086

Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Estados Consolidados de Ingresos (Pérdida) Integrales

(miles de U.S. dólares)

	Tres Meses Terminado		Años Terminado	
	Dec 31 2009	Dec 31 2008	Dec 31 2009	Dec 31 2008
	Utilidad neta (pérdida)	\$ 25,718	\$ (3,949)	\$ 738
Otras utilidades (pérdidas) integrales, neto de impuesto:				
Cambio en valor justo de contratos de cambio forward exchange (note 13)	118	(35)	36	9
Cambio en valor justo de contratos swap de tasa de interés (note 13)	229	(15,730)	(882)	(18,841)
	347	(15,765)	(846)	(18,832)
Ingresos (pérdidas) integrales	\$ 26,065	\$ (19,714)	\$ (108)	\$ 149,921

Vea las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

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

	Tres Meses Terminado		Años Terminado	
	Dic 31 2009	Dic 31 2008	Dic 31 2009	Dic 31 2008
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERACIONALES				
Utilidad (pérdida) neta	\$ 25,718	\$ (3,949)	\$ 738	\$ 168,753
Add (deduct) non-cash items:				
Depreciación y amortización	31,993	26,366	117,590	107,126
Impuesto diferido	10,859	(51,896)	1,318	(39,410)
Compensaciones base acciones	4,598	(1,155)	12,527	2,811
Otros	1,329	(2,937)	7,639	2,797
Otros pagos de efectivo, incluye compensaciones en acciones	(327)	(545)	(6,078)	(3,101)
Flujo de efectivo de actividades operacionales antes de los siguientes	74,170	(34,116)	133,734	238,976
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo (nota 11)	(38,433)	83,600	(18,253)	78,383
	35,737	49,484	115,481	317,359
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES FINANCIERAS				
Pagos de dividendos	(14,277)	(14,265)	(57,087)	(56,833)
Fondos de obligaciones con garantías limitadas (nota 6)	14,000	68,000	151,378	204,000
Costos financieros	(217)	-	(1,949)	-
Contribuciones de capital interés minoritario	6,234	18,036	45,103	65,198
Pagos de obligaciones con garantías limitadas	(7,330)	(7,330)	(15,282)	(15,282)
Pagos por recompras de acciones	-	(16,976)	-	(149,856)
Fondos provenientes de emisión de acciones al ejercer opciones de a	-	93	425	4,075
Repayment of other long-term liabilities	(1,189)	(1,340)	(16,381)	(10,454)
	(2,779)	46,218	106,207	40,848
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSION				
Activo fijo	(9,940)	(18,654)	(60,134)	(96,956)
Egipto Planta en construcción	(38,890)	(107,553)	(261,646)	(382,184)
Activos . Peróleo y Gas	(6,057)	(3,453)	(23,612)	(41,781)
GeoPark, financiamiento			(9,285)	(22,319)
Cambios en cuentas de reservas obligaciones proyecto			5,229	(1,820)
Otros activos			(2,454)	161
Cambios en capital de trabajo sin movimientos de fondos (nota 11)			(28,428)	26,898
	(60,606)	(125,273)	(380,330)	(518,001)
Aumento (disminución) en efectivo y efectivo equivalente	(27,648)	(29,571)	(158,642)	(159,794)
Efectivo y efectivo equivalente, inicio del periodo	197,436	358,001	328,430	488,224
Efectivo y efectivo equivalente, término del periodo	\$ 169,788	\$ 328,430	\$ 169,788	\$ 328,430
INFORMACION SUPLEMENTARIA FLUJO DE EFECTIVO				
Intereses pagados por deuda	\$ 4,669	\$ 4,834	\$ 46,381	\$ 45,401
Impuestos pagados, neto de devoluciones	\$ (2,723)	\$ 6,198	\$ 6,363	\$ 78,591

See accompanying notes to consolidated financial statements.

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, excepto por lo descrito en la nota 2, a continuación. 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 15. 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 incluyendo la Memoria Anual de Methanex Corporation 2008. Algunas cifras comparativas de periodos anteriores han sido reclasificadas para ajustarse a la presentación actual.

2. Cambios de políticas contables y reclasificaciones:

a) Adopción de la Sección 3064 del CICA, Menor/Mayor Valor y Activos Intangibles:

El 1 de enero de 2009, la Compañía adoptó la Sección 3064 del CICA, Menor/Mayor Valor y Activos Intangibles. Esta nueva norma contable, sustituye la Sección 3062, Menor/Mayor Valor y Otros Activos Intangibles. La Sección 3064 expande las normas sobre el reconocimiento, medición y divulgación de activos intangibles. El impacto de la adopción retroactiva de esta norma en los estados financieros consolidados de la Compañía al 1 de enero de 2009 es aproximadamente de \$13 millones registrado como una reducción de los saldos de apertura de utilidades retenidas y activo fijo. El monto se relaciona con determinados gastos pre-operacionales que se habían capitalizados como activo fijo al 31 de diciembre de 2008, y que deberían haberse registrados como gastos en conformidad con esta nueva norma. El impacto para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre de 2009 fue un aumento en gastos de venta, generales y administrativos de aproximadamente \$0.5 millón (2008 – \$0,9 millones) y \$3.8 millones (2008 – \$3.5 millón), respectivamente.

Como una parte de estos gastos pre-operacionales se incurrieron en una filial con propiedad compartida, la Compañía también ha ajustado los saldos de apertura de esta inversión (NCI) y de utilidades retenidas al 31 de diciembre de 2008 por la parte proporcional de participación en esa entidad (NCI) de aproximadamente \$4 millones. Además, la Compañía ha reclasificado retrospectivamente aproximadamente \$16 millones de resultados integrales acumulados pérdida a Inversiones (NIC), lo que representa la proporción de la inversión (NCI) de los resultados integrales pérdida, acumulados al 31 de diciembre de 2008.

b) Adopción de las directrices del CICA para la contabilización de petróleo y gas:

El 24 de agosto de 2009, recibimos la aprobación final del gobierno del acuerdo firmado el 5 de mayo de 2008 con la empresa Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), la empresa estatal chilena de petróleo y gas. El acuerdo con la ENAP es acelerar la exploración y el desarrollo de gas en el bloque de exploración Dorado Riquelme, en el sur de Chile, y suministrar gas natural adicional de fuente Chilena a las instalaciones de producción de la Compañía en Chile. Bajo este convenio nosotros financiamos una participación del 50% en este bloque.

Al recibir la aprobación final del gobierno, la Compañía adoptó la directriz del CICA sobre reconocimiento del costo total aplicable a la industria petrolera y de gas para contabilizar nuestra inversión en el bloque Dorado Riquelme. Bajo este método, se capitalizan todos los costos, incluyendo los costos internos y los costos de retiro de activos, directamente asociados con la adquisición, exploración y desarrollo de las reservas de gas natural. Los costos son consumidos y se amortizan utilizando la unidad de método de producción basado en la estimación de las reservas probadas. Los costos capitalizados sujetos a castigos incluyen los costos futuros estimados a ser incurridos en el desarrollo de las reservas probadas. Los costos de los proyectos importantes de desarrollo y los costos de adquisición y evaluación de importantes propiedades no comprobadas se excluyen de los costos sujetos a consumo hasta que se determine si las reservas probadas son atribuibles a las propiedades, o ha ocurrido deterioro. Los costos que se han deteriorado se incluyen en los costos sujetos a agotamiento y amortización. Bajo la directriz de CICA sobre contabilidad de costo total, una evaluación de deterioro ("prueba límite") se realiza sobre una base anual para todos los activos petroleros y de gas. La pérdida por deterioro se reconoce en resultados cuando el valor libro no es recuperable y el valor libro excede su valor justo. El valor libro no es recuperable si el valor libro excede la suma de los flujos de caja de las reservas probadas no descontados. Si la suma de los flujos de caja es menor que el valor libro, la pérdida por deterioro se mide como la cantidad en que el valor libro exceda la suma de los flujos de caja descontados de las reservas probadas y probables.

Como resultado de la adopción de la metodología de contabilidad de costo total, la Compañía reclasificó los gastos acumulados de petróleo y gas de \$58,7 millones de otros activos al rubro propiedad, planta y equipo en el tercer trimestre de 2009. La Compañía efectuó la prueba límite máxima anual para su inversión en el bloque Dorado Riquelme y concluyó que nos existía deterioro al 31 de diciembre de 2009. Para los tres meses y el año terminado al 31 de diciembre de 2009 la Compañía contribuyó \$6.1 millones (2008 - \$3,5 millones) y \$23.6 millones (2008 - \$41,8 millones), respectivamente, en la inversión Dorado Riquelme

3. 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 de 2009 fue de \$295 millones (2008 - \$375 millones) y \$997 millones (2008 - \$1,860 millones), respectivamente.

4. Activo fijo:

	Costo	Depreciación Acumulada	Valor Libro Neto
31 de diciembre de 2009			
Planta y equipos	\$ 2.586.920	\$ 1.380.379	\$ 1.206.541
Planta en construcción en Egipto	854.164	-	854.164
Activos - petróleo y gas (nota 14)	68.402	4.560	63.842
Otros	127.623	68.383	59.240
	3.637.109	1.453.322	2.183.787
31 de diciembre 2008			
Planta y equipos	\$ 2.544.163	\$ 1.299.296	\$ 1.244.867
Planta en construcción en Egipto	590.585	-	590.585
Otros	127.731	64.124	63.607
	\$ 3.262.479	\$ 1.363.420	\$ 1.899.059

5. 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:

	Dic 31 2009	Dic 31 2008
Balance General Consolidado		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 8.252	\$ 35.749
Otros activos circulantes	72.667	57.374
Activo fijo	240.290	249.609
Otros activos	12.920	18.149
Cuentas por pagar y provisiones	20.909	19.927
Deuda a largo plazo, incluye porción corto plazo (nota 6)	93.155	106.592
Impuestos diferidos	20.131	17.942

Estado de Resultados Consolidado	Tres Meses Terminado		Años Terminado	
	Dic 31 2009	Dic 31 2008	Dic 31 2009	Dic 31 2008
Ventas	\$ 55.305	\$ 53.357	\$ 194.314	\$ 286.906
Gastos	44.337	54.799	158.611	271.493
Utilidad antes de impuesto	10.968	(1.442)	35.703	15.413
Impuesto a la renta	(3.204)	(354)	(6.127)	(4.488)
Utilidad neta	\$ 7.764	\$ (1.796)	\$ 29.576	\$ 10.925

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	Tres Meses Terminado		Años Terminado	
	Dic 31 2009	Dic 31 2008	Dic 31 2009	Dic 31 2008
Flujo de efectivo de actividades operacionales	\$ (1.950)	\$ 22.249	\$ 36.166	\$ 44.681
Flujo de efectivo de actividades financieras	(7.016)	(6.842)	(14.032)	(15.852)
Flujo de efectivo de actividades de inversión	185	(1.921)	(3.568)	(2.977)

6. Pasivos a largo plazo:

		Dic 31 2009		Dic 31 2008
Pagarés no garantizados				
8.75% vencimiento 15 de agosto 2012	\$	198.627	\$	198.182
6.00% vencimiento 15 de agosto 2015		148.705		148.518
		347.332		346.700
Atlas créditos con garantías limitadas		93.155		106.592
Egipto créditos con garantías limitadas		461.570		320.574
Otros créditos con garantías limitadas		12.187		13.437
		914.244		787.303
Menos vencimiento corto plazo		(29.330)		(15.282)
	\$	884.914	\$	772.021

7. Intereses financieros:

	Tres Meses Terminado		Años Terminado	
	Dic 31 2009	Dic 31 2008	Dic 31 2009	Dic 31 2008
Gastos financieros antes de intereses capitalizados	\$ 13.861	\$ 14.489	\$ 56.310	\$ 55.311
Menos: intereses capitalizados relacionado con proyecto Egipto	(7.644)	(5.814)	(28.940)	(16.872)
Gasto financiero	\$ 6.217	\$ 8.675	\$ 27.370	\$ 38.439

La Compañía cuenta con financiamiento con garantías limitadas por \$530 millones para su proyecto de joint venture para construir una planta de metanol en Egipto con una capacidad de producción de 1.3 millones de toneladas al año. Para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre de 2009, los costos por intereses relacionados con este proyecto ascendieron a \$7.6 millones, (2008 - \$5.8 millones) y \$28.9 millones (2008 - \$16.9 millones) los que fueron capitalizados, respectivamente.

8. Utilidad (pérdida) neta por acción ordinaria:

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

	Tres Meses Terminado		Nueve Meses Terminado	
	Dic 31 2009	Dic 31 2008	Dic 31 2009	Dic 31 2008
Denominador utilidad neta básica por acción ordinaria	92.108.242	92.566.393	92.063.371	94.520.945
Efecto de opciones de acciones diluida	961.415	-	625.139	393.011
Denominador utilidad neta diluida por acción ordinariae	93.069.657	92.566.393	92.688.510	94.913.956

9. Planes de Compensación basados en acciones:

a) Opciones de acciones :

(i) Incentivos de opciones de acciones:

Acciones ordinarias reservadas para planes de opciones vigentes al 30 de Septiembre 2009:

	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 2008	76.450	\$ 6,95	3.743.117	\$ 23,27
Otorgadas	-	-	1.361.130	6,33
Ejercidas	(20.100)	5,26	(21.750)	8,72
Anuladas	(1.000)	5,85	(71.430)	21,34
Vigentes al 30 de Septiembre 2009	55.350	\$ 7,58	5.011.067	\$ 18,76
Otorgadas	-	-	-	-
Ejercidas	-	-	-	-
Anuladas	-	-	(12.825)	15,61
Vigentes al 31 de Diciembre 2009	55.350	\$ 7,58	4.998.242	\$ 18,77

En el siguiente cuadro se presenta información respecto de planes de opciones de acciones vigentes al 31 de Diciembre de 2009:

Rango de Precio de Ejercicio	Opciones Vigentes al 31 de Dic. 2009			Opciones Ejercidas al 31 de Dic. 2009	
	Promedio Ponderado Remanente Contractual Vida (años)	Número de Opciones de Acciones Vigentes	Precio ejercido promedio ponderado	Número de Opciones de Acciones Vigentes	Precio ejercido promedio ponderado
Opciones denominadas en CAD					
\$3.29 to 9.56	0,8	55.350	\$ 7,58	55.350	\$ 7,58
Opciones denominadas en USD					
\$6.33 to 11.56	5,8	1.505.030	\$ 6,58	165.800	\$ 8,55
\$17.85 to 22.52	3,0	1.457.150	20,26	1.457.150	20,26
\$23.92 to 28.43	4,7	2.036.062	26,72	1.002.336	26,15
	4,5	4.998.242	\$ 18,77	2.625.286	\$ 21,77

(ii) Opciones de acciones por desempeño:

Al 31 de Diciembre de 2009, no habían acciones (al 31 de Diciembre 2008 - 35,000 acciones) reservadas para opciones de acciones por desempeño.

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

Para el período de tres meses y año terminado al 31 de diciembre de 2009, el gasto por compensación relacionado con opciones de acciones incluido en el costo de ventas y gastos de operación fue de \$0,7 millones (2008 - \$1,8 millones) y \$4.4 millones (2008 - \$8.2 millones), respectivamente. El valor justo del plan de opciones de acciones 2009 otorgado se estimó a la fecha de su otorgamiento usando el modelo de precios de opciones Black-Scholes, con los siguientes supuestos:

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

	2009
Tasa de interés libre de riesgo	1,8%
Rendimiento esperado de dividendos	2%
Vida esperada	5 years
Volatilidad esperada	44%
Retiros esperados	5%
Valor justo promedio ponderado de opciones otorgadas (US\$ por acción)	\$ 2,06

b) Unidades de acciones diferidas, restringidas y rendimiento:

Unidades de acciones diferidas, restringidas y por desempeño vigentes al 31 de Diciembre de 2009, son las siguientes:

	Unidades de Acciones Diferidas	Unidades de Acciones Restringidas	Unidades de Acciones de Rendimiento
Vigentes al 31 de Diciembre 2008	411.395	12.523	1.057.648
Otorgadas	121.781	15.200	396.470
Otorgadas a cambio de dividendos	20.620	1.180	44.410
Rescatadas	(56.620)	-	(395.420)
Anuladas	-	-	(26.628)
Vigentes al 30 de Septiembre 2009	497.176	28.903	1.076.480
Otorgadas	4.077	-	-
Otorgadas a cambio de dividendos	3.923	174	8.379
Rescatadas	-	(6.599)	-
Anuladas	-	-	(6.047)
Vigentes al 31 de Diciembre 2009	505.176	22.478	1.078.812

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 2009 fue de \$26.7 millones, comparado con la obligación registrada de \$21.6 millones. La diferencia entre el valor justo y la obligación registrada de \$5.1 millones se reconocerá durante el período de servicio promedio ponderado que reste, de aproximadamente 1,8 años.

Para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre de 2009, el gasto por compensación relacionado con unidades de acciones diferidas, restringidas y de desempeño registrado en costo de venta y gastos operacionales fue \$3.9 millones (2008 recuperación \$3.0 millones) y \$8.2 millones (2008 recuperación - \$5.4 millones), respectivamente. Esto incluye un gasto de \$2.4 millón (2008 - recuperación de \$6.2 millones) y recuperación de \$0.9 millones (2008 - recuperación de \$17.4 millones), por los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre de 2009, respectivamente relacionado con el efecto del cambio en el precio de las acciones de la Compañía.

10. Planes de Retiro:

El gasto total neto de los planes de pensión de contribuciones definidas y beneficios definidos durante el periodo de tres meses y año terminado al 31 de diciembre de 2009 fue de \$2.5 millones (2008- \$2.5 millones) y \$10.0 millones (2008 - \$8.0 millones), respectivamente.

11. 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 2009, fueron los siguientes:

	Tres Meses Terminado		Años Terminado	
	Dic 31 2009	Dic 31 2008	Dic 31 2009	Dic 31 2008
Disminución (aumento) en capital de trabajo sin movimiento de fondos:				
Cuentas por cobrar	\$ (14.660)	\$ 77.898	\$ (43.999)	\$ 188.424
Inventarios	(54.937)	68.625	6.083	134.506
Gastos anticipados	(1.630)	16.260	(7.053)	4.049
Cuentas por pagas y provisiones	38.279	(70.190)	(2.445)	(230.651)
	(32.948)	92.593	(47.414)	96.328
Ajustes de partidas que no afectan caja	2.193	1.487	733	8.953
efectivo	\$ (30.755)	\$ 94.080	\$ (46.681)	\$ 105.281
Estos cambios se relacionan a las siguientes actividades:				
Operacional	\$ (38.433)	\$ 83.600	\$ (18.253)	\$ 78.383
Inversión	7.678	10.480	(28.428)	26.898
Cambios en capital de trabajo sin movimiento de efectivo	\$ (30.755)	\$ 94.080	\$ (46.681)	\$ 105.281

12. Revelaciones de Capital:

En Agosto 2009, la Compañía concretó la obtención de una línea de crédito sin garantías por un monto de \$200 millones con vencimiento en Mayo 2012, con el objeto de reemplazar la línea de crédito de \$250 millones con fecha de vencimiento a mediados de 2010. La línea de crédito no girada es otorgada por instituciones financieras altamente clasificadas y está sujeta a ciertas condiciones financieras que incluye un EBITDA: índice de interés y un índice deuda/capital.

13. 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 2009	Dic. 31 2008
Activos financieros:		
Mantenidos para la venta:		
Efectivo y efectivo equivalente	\$ 169.788	\$ 328.430
Provisión incobrable, saldo incluido en otros activos	12.920	18.149
Préstamos y cuentas por cobrar:		
Cuentas por cobrar	249.332	207.419
Inversión Dorado Riquelme incluida en otros activos (nota 14)	-	42.123
GeoPark financiamiento incluido en otros activos	46.055	36.616
	\$ 478.095	\$ 632.737
Pasivos financieros:		
Otros pasivos financieros:		
Cuentas por pagar y provisiones	\$ 232.924	\$ 235.369
Deuda a largo plazo, incluye porción corriente	914.244	787.303
Leasing financiero incluido en otros pasivos a largo plazo	15.921	20.742
Pasivos financieros mantenidos para la venta:		
Instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja	33.185	38.100
Instrumentos derivados	99	1.771
	\$ 1.196.373	\$ 1.083.285

Al 31 de Diciembre 2009, todos los instrumentos financieros de la Compañía se registran en el balance general a su costo amortizado con la excepción de efectivo y efectivo equivalente, instrumentos financieros derivados y provisión de incobrables incluida en otros activos que se registran a valor justo.

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

La Compañía ha designado como cobertura de flujo de caja estos contratos swap de tasa de interés del swap de los pagos de interés base variable por una tasa fija. Estos contratos swap de tasa de interés tienen un monto nocional vigente de \$351 millones al 31 de Diciembre de 2009. Según las condiciones del contrato swap de tasa de interés el monto nocional máximo durante el periodo de vigencia es de \$368 millones. El monto nocional aumenta durante el periodo esperado de giros de esta línea de crédito con garantías limitadas de Egipto, y disminuye durante el periodo esperado de pago. Al 31 de Diciembre 2009 estos contratos swap de tasa de interés, tienen un valor justo negativo de \$33.2 millones (al 31 de diciembre 2008 – \$38.1 millones, negativo), registrados en otros pasivos a largo plazo. El valor justo de estos contratos swap de tasa de interés fluctuará hasta su vencimiento. La Compañía también designa como cobertura de flujo de caja contratos forward de moneda para vender Euros a una tasa de cambio fija de USD. Los cambios en el valor justo de los instrumentos financieros derivados designados como cobertura de flujo de caja han sido registrados bajo el rubro otros ingresos integrales.

13. Instrumentos financieros (continuación):

Al 31 de Diciembre de 2009, los instrumentos financieros derivados de la Compañía que no han sido designados como cobertura de flujo de caja, incluyen un contrato swap de tasa de interés flotante-fija con un valor justo negativo de \$0.1 millón (Diciembre 31, 2008 - \$0.6 millón negativo), registrado en otros pasivos a largo plazo. Para el periodo de tres meses y año terminado al 31 de Diciembre 2009, el cambio total en el valor justo de este instrumento financiero fue \$0.3 millón (2008 -\$0.8) y \$0.5 millón (2008 - \$0.3 millón), respectivamente.

14. Pasivo Contingente:

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

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

15. Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Estados Unidos:

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

Las diferencias significativas entre GAAP Canadiense y GAAP de EEUU, con respecto del estado de resultados consolidado de la Compañía para el período de tres meses y año terminado al 31 de Diciembre de 2009 y 2008, son las siguientes:

	Tres Meses Terminado		Año Terminado	
	Dic 31 2009	Dic 31 2008	Dic 31 2009	Dic 31 2008
Utilidad (pérdida) neta de acuerdo a GAAP Canadiense	\$ 25.718	\$ (3.949)	\$ 738	\$ 168.753
Más (menos) ajustes por:				
Depreciación y amortización ^a	(478)	(478)	(1.911)	(1.911)
Compensaciones basadas en acciones ^b	(37)	200	(130)	347
Posiciones inciertas de impuestos ^c	(341)	454	(2.136)	(2.892)
Efecto tributario de ajustes anteriores ^d	167	167	669	669
Utilidad (pérdida) neta de acuerdo a U.S. GAAP	\$ 25.029	\$ (3.606)	\$ (2.770)	\$ 164.966
Información por acción de acuerdo a U.S. GAAP:				
Utilidad (pérdida) neta básica por acción	\$ 0,27	\$ (0,04)	\$ (0,03)	\$ 1,75
Utilidad (pérdida) neta diluida por acción	\$ 0,27	\$ (0,04)	\$ (0,03)	\$ 1,74

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

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 2009 y 2008, son las siguientes:

	Tres Meses Terminado			
	Diciembre 31, 2009			Dic. 31, 2008
	GAAPs Canadienses	Ajustes	U.S. GAAP	U.S. GAAP
Utilidad (pérdida) neta	\$ 25.718	\$ (689)	\$ 25.029	\$ (3.606)
Variaciones en valor justo de contratos forward de moneda, neto de impuesto	118	-	118	(35)
Variaciones en valor justo de swap de tasa de interés, neto de impuesto	229	-	229	(15.730)
Variaciones relacionadas con pensiones, neto de impuesto	-	1.629	1.629	(2.437)
Ingreso (pérdida) integral	\$ 26.065	\$ 940	\$ 27.005	\$ (21.808)

	Años Terminado			
	Dic. 31, 2009			
	GAAPs Canadienses	Ajustes	U.S. GAAP	U.S. GAAP
Utilidad (pérdida) neta	\$ 738	\$ (3.508)	\$ (2.770)	\$ 164.966
Variaciones en valor justo de contratos forward de moneda, neto de impuesto	36	-	36	9
Variaciones en valor justo de swap de tasa de interés, neto de impuesto	(882)	-	(882)	(18.841)
Variaciones relacionadas con pensiones, neto de impuesto	-	2.758	2.758	(1.960)
Ingreso (pérdida) integral	\$ (108)	\$ (750)	\$ (858)	\$ 144.174

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 (2008 - \$0.5 millón) y \$1.9 millón (2008 - \$1.9 millón), fue registrado para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre 2009.

b) Plan de compensaciones basado en acciones:

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

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

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

El 1° de Enero de 2007, la Compañía adoptó la Interpretación No. 48 del Financial Accounting Standards Board (FASB), Contabilización de Posiciones Inciertas de Impuestos a la Renta – una Interpretación de la Declaración FASB No. 109 (FIN 48), codificada en FASB ASC tópico 740, Impuestos a la Renta (ASC 740). ASC 740 establece una escala para reconocer y atributos de medición para reconocer y medir en los estados financieros una posición tributaria tomada, o que se espera tomar, en una declaración de impuesto. De acuerdo con ASC 740 un cargo a resultados de \$0.3 millón (2008 – \$0.5 millón, recuperación) y \$2.1 millones (2008 – \$2.9 millones) fue registrado para los tres meses y año terminado al 31 de diciembre de 2009.

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, un aumento a resultados neto de \$0.2 millón (2008 – \$0.2 millón) y \$0.7 millón (2008 – \$0.7 millón) fue registrado por los tres meses y año terminado al 31 de diciembre 2009, respectivamente.

e) Planes de pensión de beneficio definidos:

A partir del 1 de enero 2006 los GAAPs de EE.UU. requieren que la Compañía mida el financiamiento de los beneficios por planes de pensiones definidos a la fecha de balance y reconozca las diferencias no registradas de exceso o déficit de financiamiento, como un activo o pasivo, registrando el cambio en patrimonio, en otros ingresos integrales. Bajo U.S. GAAPs todos los montos diferidos por pensiones de acuerdo a GAAPs Canadienses se reclasifican a otros ingresos integrales acumulados. De acuerdo a U.S. GAAP un aumento a otros ingresos integrales de \$1.6 millón (2008 – \$2.4 millones, disminución) y \$2.8 millones (2008 – \$2.0 millones, disminución) fue registrado para los tres meses y año terminado al 31 de Diciembre 2009, respectivamente.

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

g) Interés Minoritario:

Con fecha de aplicación 1 de enero de 2009, el FASB emitió el FAS No. 160, Interés Minoritario en Estados Financieros Consolidados –una enmienda de ARB N°51, codificada en FASB ASC tópico 810, *Consolidación* (ASC 810). El FAS N°160 requiere que la participación en la propiedad de las filiales en poder de terceros que no sean la matriz sean claramente identificados, etiquetados, y presentado en el rubro patrimonio en los estados financieros, pero separado del patrimonio de la matriz. En virtud de esta norma, la Compañía se vería obligada a reclasificar el interés minoritario al rubro patrimonio en el balance general consolidado. La Compañía no ha hecho un ajuste en esta conciliación para 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)

	2009	T4	T3	T2	T1	2008	T4	T3	T2	T1
VOLUMEN DE VENTAS METANOL										
<i>(miles de toneladas)</i>										
Producido por la Compañía	3,764	880	943	941	1,000	3,363	829	946	910	678
Metanol comprado	1,546	467	480	329	270	2,074	435	429	541	669
Ventas base comisiones ¹	638	152	194	161	131	617	134	172	168	143
	5,948	1,499	1,617	1,431	1,401	6,054	1,398	1,547	1,619	1,490
PRODUCCION DE METANOL										
<i>(miles de toneladas)</i>										
Chile	942	265	197	252	228	1,088	272	246	261	309
Titan, Trinidad	764	188	188	165	223	871	225	200	229	217
Atlas, Trinidad (63.1%)	1,015	279	257	275	204	1,134	269	284	288	293
Nueva Zelanda	822	223	202	203	194	570	200	126	124	120
	3,543	955	844	895	849	3,663	966	856	902	939
PRECIO PROMEDIO REALIZADO DEL METANOL²										
(\$/tonelada)	225	282	222	192	199	424	321	413	412	545
(\$/galón)	0.68	0.85	0.67	0.58	0.60	1.28	0.97	1.24	1.24	1.64
INFORMACION POR ACCION (\$ por acción)										
Utilidad (pérdida) neta básica	\$ 0.01	0.28	(0.01)	(0.06)	(0.20)	1.79	(0.04)	0.75	0.40	0.66
Utilidad (pérdida) neta diluida	\$ 0.01	0.28	(0.01)	(0.06)	(0.20)	1.78	(0.04)	0.74	0.40	0.66

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

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