

Bogotá D.C., noviembre de 2009

ÍNDICE

- ▶ [Aclaraciones.](#)
- ▶ [Hechos relevantes.](#)
- ▶ [Información de mercado.](#)
- ▶ [Desempeño operacional.](#)
- ▶ [Desempeño comercial.](#)
- ▶ [Desempeño financiero.](#)
- ▶ **Anexo 1:** [Nota legal](#)
- ▶ **Anexo 2:** [Términos técnicos y regulatorios.](#)
- ▶ **Anexo 3:** [Estados financieros no auditados.](#)
- ▶ **Anexo 4:** [Gasoductos colombianos](#)

ACLARACIONES AL INFORME

- ▶ Solo con propósitos informativos, hemos convertido algunas de las cifras de este informe a su equivalente en dólares de los Estados Unidos utilizando la TRM de fin de período publicada por la Superintendencia Financiera de Colombia. Las tasas de cambio utilizadas en la conversión son las siguientes:
 - Tercer trimestre de 2008: 2,174.62 COP/USD
 - Tercer trimestre de 2009: 1,922.00 COP/USD
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.
- ▶ El EBITDA no es un indicador reconocido bajo las normas contables de Colombia o de los Estados Unidos y puede presentar dificultades como herramienta analítica. Por esta razón, no debería ser tenido en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.

[Regresar al índice](#)

HECHOS RELEVANTES

- ▶ En su último informe sobre perspectivas de la economía mundial (octubre de 2009), el FMI proyecta una contracción económica global para 2009 cercana al 1% y una expansión de alrededor del 3% para 2010. Las nuevas proyecciones confirman que la economía mundial está ingresando en una fase de recuperación. Sin embargo advierte el informe que, con la excepción de algunas economías emergentes (China particularmente), la recuperación será lenta y los riesgos siguen siendo elevados en la medida en que está sustentada en un masivo plan de choque monetario y fiscal que no podrá sostenerse en forma indefinida. La sostenibilidad y la contundencia de la recuperación dependerán de la oportunidad con la que los gobiernos y los bancos centrales reduzcan sus intervenciones y de la rapidez con la que el sector privado recupere la confianza para aumentar sus inversiones y su consumo.
- ▶ América Latina (A.L) mostró un buen grado de resistencia frente a los embates de la crisis internacional y se perfila como una de las regiones del mundo que más rápidamente empezarán a crecer. Los choques externos para la región fueron significativos y se reflejaron en caídas en los volúmenes y los

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: 571 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

precios de los principales productos de exportación, las remesas y el turismo; y en aumentos en el costo del endeudamiento y salidas netas de inversión extranjera. Sin embargo, en esta ocasión la región estaba mejor preparada y las políticas adoptadas impidieron que los choques externos se tradujeran en crisis en la balanza de pagos o en el sistema financiero.

- ▶ Un informe regional publicado por el FMI en octubre pasado (Las Américas, se evitó la crisis, ¿qué sigue ahora?) prevé que la región decrecerá en un 2.6% en 2009 para crecer cerca del 3% al año siguiente. Señala el mismo informe que la situación será heterogénea entre los países de la región. Indica el informe que las economías exportadoras de materias primas y con mayores accesos a los mercados financieros internacionales serán las que registrarán mayores tasas de crecimiento en 2010.
- ▶ De acuerdo con el informe de la referencia, Colombia está dentro de los países de la región que serán menos golpeados por la crisis durante 2009 (el FMI proyecta un crecimiento durante este año cercano a 0). Sin embargo, el crecimiento el próximo año, proyectado en 2.5%, estará por debajo del potencial y será inferior al de las otras grandes economías de la región (Brasil, México, Argentina y Chile). El riesgo más importante para la economía local está relacionado con las barreras comerciales impuestas principalmente por Venezuela (el segundo socio comercial del país).
- ▶ De acuerdo con el DANE, el PIB de Colombia cayó en el segundo trimestre de 2009 en relación con el mismo trimestre del año anterior 2008 (-0.5%). Sin embargo, entre el primer y el segundo trimestre de este año el crecimiento fue positivo en 0.7%. Al comparar la producción del segundo trimestre de 2009 con la del mismo período del año anterior se observa que los sectores que impulsaron el PIB fueron la construcción (16.8%), la minería (10.2%) y el financiero (4.3%), mientras que la industria manufacturera y el comercio tuvieron caídas de 10.2% y 3.9%, respectivamente.
- ▶ El aumento en el gasto público ha tenido un efecto positivo sobre el sector de la construcción mientras que la actividad minera ha estado favorecida por la recuperación de los precios de las materias primas y un flujo importante de inversión extranjera, particularmente hacia el sector petrolero. Las caídas en la producción manufacturera y en el comercio reflejan la debilidad de la demanda interna y las restricciones comerciales impuestas por Venezuela.
- ▶ La solidez de la recuperación de la economía colombiana dependerá, principalmente, de la evolución de la demanda interna. Desde julio se observan mejoras en los índices de confianza empresarial y del consumidor (Fedesarrollo). De acuerdo con el DANE, el primero es un indicador líder que anticipa con buena precisión el comportamiento de la producción industrial (correlación de 0.8).
- ▶ En septiembre, el banco central sorprendió al mercado reduciendo su tasa de intervención del 4.5% al 4%. Adicionalmente anunció que proveerá la liquidez de final de año a través de compras de TES y dólares en un intento por moderar el ritmo de la revaluación del peso. Existe un alto nivel de confianza en que la inflación terminará por debajo de la meta fijada por el BR para este año (entre 4.5% y 5.5%). De hecho la última encuesta realizada por el banco central (octubre de 2009) a un grupo de entidades financieras indica que el mercado espera que la inflación se ubique alrededor del 3% en 2009. La Junta Directiva del BR decidió fijar una meta de inflación para el próximo año en un rango entre 2% y 4%.
- ▶ En los primeros ocho meses de este año la inversión extranjera directa totalizó Usd 5,688 millones de dólares, lo que representa una reducción de 8.5% en relación con el mismo período del año anterior. Esta reducción es significativamente menor a la registrada durante el primer trimestre (-17%), indicando

una recuperación de la confianza en la economía local. La mayor parte de los recursos (86%) ingresaron a los sectores de petróleos y minería.

- ▶ Según XM, el consumo de energía eléctrica creció 3% en septiembre en comparación con el mismo mes del año anterior. Es un dato importante porque existe una relación estrecha entre la demanda de electricidad y el comportamiento de la actividad económica. Por su parte, la demanda interna de gas natural en los primeros nueve meses del año cayó 4% en comparación con el mismo período del año anterior; equivale a dos puntos porcentuales por debajo de la caída de los primeros seis meses del año.
- ▶ La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) publicó información que indica que las reservas de Colombia totalizan 7.27 Tpc (probadas 4.82 Tpc, no probadas 2 Tpc, en operación 0.89 Tpc). Este nivel de reservas y las inversiones que se están adelantando para elevar la capacidad de producción y de transporte, le permitirán a Colombia asegurar el abastecimiento de su demanda hasta el 2016 o 2018.
- ▶ La expansión del gasoducto de la Guajira de TGI (Ballena – Barranca; Aprox. usd 168 mm; capacidad adicional de 90 mmpcd) se encuentra en fase de ejecución (47.5% ejecutado). La compañía está negociando los predios, ya cuenta con las licencias necesarias para adelantar las obras y suscribió los contratos de ingeniería y de suministro de equipos. La compañía espera que el proyecto esté listo a más tardar el primero de junio de 2010.
- ▶ La capacidad adicional del gasoducto de la Guajira (Ballena – Barrancabermeja) está contratada en un 99%. Son contratos con vigencia desde junio de 2010 hasta diciembre de 2020 en donde aproximadamente el 80% de los ingresos se derivan de cargos por capacidad.
- ▶ En relación con las expansiones de Cusiana en sus fases I y II, prácticamente todos los contratos fueron suscritos (compra de suministros, ingeniería, interventoría, entre otros). Adicionalmente ya se cuenta con todas las licencias necesarias para adelantar las obras de la Fase I, mientras las de la Fase II están en trámite y ya se inició la negociación de los predios de las dos fases. La Fase I (capacidad adicional de 70 mmpcd) se encuentra en proceso de ejecución (32.8%) y la fase II (capacidad adicional de 110 mmpcd) está en un estado menos avanzado pero se están ejecutando algunas actividades centrales como la compra de tuberías y las compresoras. TGI estima que ambas fases estarán listas dentro del cronograma; Fase I: primero de julio del año 2010 y Fase II: primero de enero del año 2011.
- ▶ En relación con la ampliación del gasoducto de Cusiana (Cusiana – La Belleza – Vasconia y Cusiana – La Belleza – Cogua), se han suscrito 15 contratos la mayoría con vigencia entre julio de 2010 y diciembre de 2020. La expectativa es contratar toda la capacidad adicional y los 15 contratos suscritos le dan viabilidad económica al proyecto.
- ▶ Según el cronograma fijado por la CREG, antes de finalizar el 2009 se actualizará la metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural y en el primer semestre del próximo año comenzarán a regir los nuevos cargos para las diferentes empresas que operan en el país. TGI ha mantenido una activa participación en este proceso y el pasado mes de julio presentó sus comentarios a la propuesta de la CREG.
- ▶ En los últimos meses se han presentado restricciones en el suministro del gas al interior del país. Este año el nivel de lluvias ha sido más bajo de lo normal lo que ha ocasionado un incremento de la demanda de gas por parte de las plantas térmicas. Adicionalmente, en octubre se realizó un mantenimiento a la planta de tratamiento del gas de Cusiana. En coyunturas como está el gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía, tiene la facultad para asignar prioridades en el suministro del gas. Esta facultad fue utilizada por dicha entidad a través de resoluciones expedidas entre el 29 de septiembre y 19 de octubre

de 2009. Dichas resoluciones fijan un orden de prioridad en el suministro de la siguiente forma: (i) compresoras del sistema nacional de transporte de gas natural, (ii) residencial y pequeños usuarios comerciales, (iii) sector termoeléctrico que tenga oferta de energía firme con base en gas natural, (iv) Comercializadores de GNV y (v) otros y exportaciones.

- ▶ Los bonos de TGI tuvieron un buen comportamiento durante el tercer trimestre de 2009 alcanzando un precio máximo histórico de 111,78 y logrando un promedio de 105 dólares. Al finalizar el tercer trimestre de este año el diferencial entre los bonos de TGI y la deuda soberana del gobierno de Colombia emitida en dólares y a un plazo similar fue de 308 pbs; significa una caída cercana a los 200 pbs desde octubre del año pasado. Este comportamiento estuvo acompañado de un fortalecimiento del EBITDA que creció cerca del 20% en los últimos doce meses a septiembre.
- ▶ Según el INEI, el PIB peruano se redujo en 1.1% en el segundo trimestre de 2009 en comparación con el mismo trimestre del año anterior. Esta es la primera contracción después de un periodo de 28 trimestres de crecimiento sostenido, que se inició en la segunda mitad de 2001. EL FMI en su último informe (octubre) prevé que la economía peruana crecerá en 1,5% en 2009 y 5.8% el próximo año.
- ▶ Congas Perú (75% EEB; 25% TGI) espera culminar pronto la ingeniería básica del "Gasoducto Regional de Ica" (Usd 270 mm, se estima que entre en operación en enero de 2012). La compañía se encuentra trabajando en el plan para desarrollar la red de distribución y está finalizando la negociación de los contratos de suministro y transporte y los contratos comerciales con los usuarios. El plan financiero incluye un 30% de inversión de capital (75% EEB y 25% TGI) y el 70% restante a través de un crédito inter-compañía con EEB (Usd 80 mm), un crédito con la CAF (usd 50 mm) y créditos con la banca local (Usd 59mm). La compañía se encuentra en el proceso de contratación de una banca de inversión para la consecución de los recursos en el mercado peruano.
- ▶ El pasado mes de septiembre TGI contrato Credit Suisse para asesorar a la compañía en un proceso de capitalización. El objetivo es obtener recursos sin perder el control de TGI a través de una colocación privada en los mercados internacionales o locales. Se espera que el proceso culmine en el primer semestre de 2010. Los recursos de la capitalización serán utilizados para financiar el plan de negocios de corto y mediano plazo.

[Regresar al índice](#)

INFORMACIÓN DE MERCADO

Demanda de gas natural – Mmpcd

	2008 Final	2008 Ene - Jun	2009 Ene - Jun	Var. %
Termo	151	141	148	5
Residencial - comercial	151	149	149	0
Industrial - Refinería	362	369	338	(8)
Vehicular (GNV)	84	82	81	(2)
Petroquímico	12	13	11	(16)
Demanda interna	760	754	727	(4)
Exportación	147	123	223	81
Total	907	877	950	8

Fuente: CNO-gas

Aunque la demanda interna continúa cayendo, su ritmo de contracción es menor si se compara con el de períodos anteriores. En efecto, en los primeros seis meses, la demanda interna cayó en -6% (comparada con el mismo período del año anterior) y en los 9 primeros meses de este año dicha tasa cayó en -4%. El aumento en la demanda térmica es la principal razón que explica la reducción en el ritmo de contracción de

Contacto: Juan Felipe González Rivera
 Teléfono: 571 3268000 ext 1546
 E mail: jgonzalez@eeb.com.co

la demanda; sin embargo es interesante observar que el ritmo de contracción de la demanda industrial se está reduciendo (-10% entre enero y junio vrs -8% entre enero y septiembre). La demanda de gas para las térmicas aumentó porque este año el nivel de lluvias ha sido menor (fenómeno de El Niño) lo que ha reducido la producción de energía eléctrica de origen hídrico. La desaceleración en el ritmo de caída de la demanda industrial es una clara señal de que la economía está empezando a recobrar su senda de crecimiento, lo que se confirma con el comportamiento de otros indicadores líderes (aumento de la demanda de electricidad y recuperación de los índices de confianza del sector industrial y del consumidor).

Comparativo de precios de algunos combustibles para la ciudad de Bogotá Cop/Mm BTU

	2008 Final	2008 Sep	2009 Sep
Diesel	45,404	43,772	42,442
Gas. Corriente	61,526	63,181	57,779
GNV	37,861	36,341	39,088

Fuente: UPME; ECOPEPETROL.
Cálculos EEB para Bogotá

El diferencial de precios entre el GNV y sus sustitutos continúa disminuyendo. Los precios de la gasolina corriente y el diesel en Colombia se ajustan mensualmente con base en precios internacionales de referencia, la tasa de cambio y la carga impositiva. Adicionalmente existen precios de referencia para el etanol (la gasolina corriente que distribuye en el país debe contener un 10% de este producto) y para el biodiesel (en algunas regiones del país existe la obligación de mezclar el diesel con un 5% de biodiesel). En lo corrido de este año, los precios del diesel y la gasolina corriente se redujeron, principalmente por el comportamiento de las cotizaciones internacionales de estos productos y la revaluación del peso.

No ocurrió lo mismo con el GNV. El precio en boca de pozo del gas de la Guajira (el único precio en boca de pozo que está regulado) se fija cada seis meses con base en las cotizaciones internacionales del fuel oil de los últimos seis meses. Esto impide que las señales de mercado se transmitan en forma directa y rápida al consumidor final.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO OPERACIONAL

Indicadores operacionales seleccionados

	2008 Final	2008 Ene – Sep	2009 Ene – Sep	Unidad	Var. %
Capacidad total (1)	443	443	443	Mmpcd	0.0
Capacidad contratada (2)	427	427	418	Mmpcd	(2.1)
Volumen transportado (3)	370	378	388	Mmpcd	2.6
Factor de uso (4)	66.1	66.6	67.6	%	1.5
Disponibilidad (5)	99.3	99.1	99.7	%	0.6
Pérdidas (6)	0.08	0.13	0.15	%	15.4
Longitud gasoductos	3,702	3,702	3,702	Km	0.0
Longitud gasoductos	2,314	2,314	2,314	MI	0.0

Fuente: TGI

- (1) Es la capacidad nominal de transporte del sistema al final de cada periodo.
- (2) Es la capacidad de transporte contratada en firme. La contratación en firme obliga a TGI a mantener disponible un volumen determinado de su capacidad de transporte para cuando el cliente lo requiera.
- (3) Es el promedio del volumen real transportado en un período determinado.
- (4) Es el porcentaje de utilización del gasoducto y se obtiene como la relación entre la nominación y la capacidad de transporte.
- (5) Es la capacidad real de transporte de gas en un período determinado en relación con la capacidad nominal, medida en términos porcentuales.
- (6) Es la diferencia entre el volumen de gas recibido menos el volumen de gas entregado teniendo en cuenta el cambio en inventarios. Se mide en términos porcentuales en relación con el volumen recibido por los clientes. La CREG reconoce en la estructura tarifaria el 1% como pérdidas máximas transferibles a los clientes.

La menor capacidad contratada en firme es consecuencia de la terminación de algunos contratos con algunos remitentes. Uno de ellos, heredado de Ecogas, tenía una previsión especial para terminarlo en forma anticipada. Se trata de un contrato con un productor - comercializador que obtenía gas de un campo que ya no produce gas. La capacidad de otros contratos vencidos se está atendiendo en la actualidad a través de contratos interrumpibles y TGI negoció con estos remitentes la contratación de nueva capacidad en firme con base en las ampliaciones de Guajira y Cusiana.

El volumen transportado aumentó gracias a la mayor demanda de gas para generación térmica que se viene presentando desde el pasado mes de julio como consecuencia del bajo nivel de lluvias. El IDEAM (entidad oficial encargada de los estudios de hidrología y meteorología) estima que habrá un período de lluvias antes de finalizar el 2009 pero que el fenómeno de El Niño se prolongará en Colombia hasta marzo de 2010.

Las pérdidas se mantuvieron prácticamente en niveles por debajo de los reconocidos por la regulación (1%). El buen desempeño de las pérdidas es fruto de un Plan de Aseguramiento Metrológico que viene desarrollado TGI.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO COMERCIAL

Demanda de TGI por sectores – Mpcd

	2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	Var %
Termo	15	15	33	120
Distribuidores (1)	258	255	255	0
Industrial	94	98	94	(4)
Consumo propio (2)	3	3	5	66
Total	370	378	388	2.6

Fuente: TGI

(1) Incluye sectores residencial, comercial y vehicular.

(2) Consumo de las unidades compresoras de TGI

El aumento en el volumen transportado por TGI en los primeros nueve meses del año es consecuencia del incremento del consumo térmico en el interior del país.

Es interesante observar que el volumen transportado por los clientes industriales cae en -4%, 4 puntos porcentuales por debajo de la contracción a nivel nacional. Como se mencionó, la evolución reciente de algunos indicadores señala que la producción industrial estaría finalizando su ciclo contractivo y que podría empezar a crecer en los próximos meses. Los mercados atendidos por TGI concentran la mayor parte de la

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: 571 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

producción industrial de Colombia, razón por la que la recuperación de la industria debe reflejarse rápidamente en un aumento en los volúmenes transportados por la compañía.

Vale la pena mencionar que actualmente se está estructurando un nuevo programa para estimular la conversión de vehículos al GNV en las ciudades de Bogotá, Medellín y en el occidente del país. El programa recibirá aportes de todos los agentes de la cadena (productor, transportador, distribuidor, estaciones de servicio) y otorgará un bono de descuento para la conversión de los vehículos.

	Estructura Contractual					
	2008 - Septiembre			2009 - Septiembre		
	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
Firmes (1)	64	427	5.3	70	418	6.4
Interrumpibles (2)	1	8	2.6	7	14	1.0
Otros (3)	1		0.3	1		0.3
Firmes ampliación Guajira				12	64 (4)	
Firmes ampliación Cusiana				15	161 (5)	

- (1) Contratos en donde el transportador se compromete con un volumen máximo garantizado de gas durante un período de tiempo determinado. La remuneración de este tipo de contratos puede ser fija y/o variable.
- (2) Contrato en el cual el servicio de transporte prevé y permite ser interrumpido por cualquiera de las partes sin dar lugar a algún tipo de compensación.
- (3) Acuerdo con Promigas para gasoductos embebidos.
- (4) Volumen en firme a partir de junio de 2010; sujeto a la ampliación de Guajira
- (5) Volumen en firme a partir de julio de 2010 y enero de 2011. Sujeto a las ampliaciones de las fases I y II de Cusiana.

En lo corrido del 2009 han vencido 7 contratos en firme de los cuales se han renovado dos con remitentes del sector industrial. Por otro lado se suscribieron 11 nuevos contratos a través de una subasta de capacidad para el tramo Ballena – Barrancabermeja (vigencia desde mayo de 2011 hasta noviembre de 2012).

En relación con la ampliación del gasoducto de la Guajira, casi el 100% de la nueva capacidad ya está contratada. Los contratos tienen una vigencia de 10 años (junio de 2010 - diciembre de 2020) y cuentan con cerca del 80% del volumen contratado bajo la modalidad de cargos por capacidad (take or pay).

En relación con la ampliación de Cusiana (Cusiana – La Belleza – Vasconia y Cusiana – La Belleza – Cogua), el 84% de la nueva capacidad está contratada, se han suscrito 15 contratos con vigencias, en su mayoría, desde julio de 2010 hasta diciembre de 2020 (3 contratos tienen vigencia hasta diciembre de 2024). Al igual que en el caso anterior, cerca del 80% del volumen contratado bajo la modalidad de cargos por capacidad (take or pay).

La compañía está negociando con sus remitentes la asignación de capacidad en firme adicional con base en la capacidad disponible actual y la nueva capacidad que surgirá gracias a la ampliación de Cusiana.

Por último, es importante recordar que a principios de mayo TGI y EEB constituyeron dos patrimonios autónomos que son los vehículos que están canalizando los recursos financieros para la ampliación del gasoducto de Cusiana. La ampliación de este gasoducto será financiando con deuda otorgada a EEB por la banca local. Los créditos obtenidos por EEB son aportados a su patrimonio autónomo que a su vez le presta

los recursos al patrimonio autónomo de TGI. Por su parte, TGI aporta a su patrimonio autónomo los activos de la ampliación del gasoducto de Cusiana. TGI espera que los recursos que obtenga de un proceso de capitalización puedan ser utilizados para cancelar la deuda de su patrimonio autónomo y de esta manera incorporar los activos de la ampliación de Cusiana a su balance.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO FINANCIERO

Estructura de los ingresos – COP Mm

	2008 Final	2008 Ene - Sep	Part. %	2009 Ene - Sep	Part. %
Ventas totales	471,419	335,882	100.0	407,441	100.0
Desagregación por tipo de moneda					
Ventas indexadas al USD (1)	280,715	195,084	58.1	254,803	62.5
Ventas en COP (1)	190,704	140,797	41.9	152,638	37.5
Desagregación por tipo de cargo					
Ventas cargos capacidad (2)	345,527	247,289	73.6	295,566	72.5
Ventas cargos variables (3)	72,075	49,515	14.7	68,519	16.8
Ventas cargos ocasionales (4)	41,253	30,764	9.2	33,743	8.3
Otros ingresos (5)	12,564	8,313	2.5	9,613	2.4

- (1) La regulación para el transporte de gas en Colombia divide la tarifa a los usuarios en una parte que reconoce las inversiones y otra que reconoce los gastos y costos de administración, operación y mantenimiento - AOM. La porción que reconoce las inversiones está indexada al dólar y se ajusta anualmente por el IPP "Equipos de Capital" de EEUU y se paga en pesos a la TRM de final de cada mes. La porción que reconoce los AOM está definida en pesos y es indexada anualmente con el IPC colombiano.
- (2) Los cargos por capacidad o cargos fijos obligan al transportador a mantener una capacidad de transporte disponible en el momento en que el cliente lo requiera. Por su parte, el cliente se compromete a pagar por dicha capacidad con independencia del volumen transportado.
- (3) Los cargos variables obligan al transportador a mantener una capacidad disponible en el momento en que el cliente lo requiera. Sin embargo, y a diferencia del esquema descrito anteriormente, el cliente solo paga lo efectivamente transportado aunque a una tarifa mayor. En general los clientes de TGI mantienen esquemas de contratación que combinan cargos fijos con variables.
- (4) Los cargos ocasionales corresponden a un esquema que no genera la obligación de firmeza para el transportador. En otras palabras, el transportador tiene el derecho de interrumpirlos cuando, por ejemplo, ello sea necesario para atender contratos en firme.
- (5) Servicios adicionales prestados por la compañía como por ejemplo nuevas conexiones u odorización.

En el período en análisis las ventas totales de la compañía crecieron un 21.3%, impulsados principalmente por el aumento en el precio del dólar y el incremento anual de las tarifas de transporte por concepto del ajuste por inflación.

La participación de las ventas que están indexadas al dólar dentro del total de las ventas de la compañía aumentó. La razón de este comportamiento es que la tasa de cambio promedio utilizada para la facturación pasó de 1,883 cop/usd en los primeros nueve meses del 2008 a 1,967 cop/usd en el mismo periodo de 2009 (una devaluación implícita de cerca del 5%). Una razón adicional que explica el mayor peso de las ventas indexadas al dólar es el mayor volumen transportado por la compañía. El incremento en el volumen transportado aumenta las ventas facturadas como cargos variables, los cuales tienen un componente indexado al dólar más alto en comparación con los cargos por capacidad.

Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP		Mm COP		Var %	Mm USD	
	2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	2009 Ene - Sep		2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep
Ventas	471,419	335,882	407,441	21.3	154.5	212.0	
Utilidad operacional	294,903	208,851	252,985	21.1	96.0	131.3	
Margen operacional (%)	62.6	62.2	62.1	(0.1)	62.2	62.1	
EBITDA UDM (1)	385,037	358,813	431,746	20.3	165.0	224.6	
Margen EBITDA UDM (%)	81.7	80.5	79.5	(1.2)	80.5	79.5	
Utilidad neta	(180,700)	(124,342)	365,504	(394)	(57.2)	190.2	

Contacto: Juan Felipe González Rivera
 Teléfono: 571 3268000 ext 1546
 E mail: jjgonzalez@eeb.com.co

- (1) Es la sumatoria de la utilidad operacional, las amortizaciones, las depreciaciones y las provisiones.
 (2) UDM: últimos doce meses.

La utilidad operacional de la compañía crece a un ritmo levemente inferior cuando se compara con el crecimiento de las ventas. Como se explicara con mayor detalle más adelante, este comportamiento tiene que ver con la evolución de los costos de operación y mantenimiento; evolución que también permite explicar la leve disminución del margen Ebitda en los últimos doce meses.

El aumento en la utilidad neta es consecuencia, principalmente, del impacto del tipo de cambio en la valoración de la deuda en moneda extranjera. En los primeros nueve meses del año 2009, la revaluación del peso (16.7%) generó un ingreso por diferencia en cambio, mientras que para el mismo período el año 2008 el efecto fue el contrario pues la devaluación del peso (7.4%) aumentó el valor de la deuda financiera generando un egreso por diferencia en cambio. Este es un efecto contable que no afecta la generación de caja de la compañía.

Resultados operacionales

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	Var %	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep
Ingresos operacionales	471,419	335,882	407,441	21.3	154.9	212.0
Ventas	471,419	335,882	407,441	21.3	154.9	212.0
Costos operacionales	149,285	108,233	129,153	19.3	47.8	67.2
Operación y mantenimiento	65,809	45,702	64,746	41.7	21.0	33.7
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	83,476	62,531	64,407	3.0	28.8	33.5
Utilidad bruta	322,134	227,649	278,289	22.3	104.7	144.8
Gastos administrativos y operativos	27,230	18,798	25,303	34.6	8.6	13.2
Personal y servicios generales	20,573	14,567	20,374	39.9	6.7	10.6
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	6,657	4,231	4,929	16.5	1.9	2.6
Utilidad operacional	294,903	208,851	252,985	21.1	96.0	131.6

El aumento en los costos operacionales se debe, principalmente, a los siguientes factores: (i) el mayor consumo de gas en las estaciones de compresión de TGI, (ii) al aumento en los costos de mantenimiento y reparación y (iii) al incremento en los costos relacionados con la operación directa de los gasoductos de TGI. En conjunto, estos factores explican cerca del 80% del aumento en los costos de operación.

El consumo de gas propio (el necesario para suministrarle energía a las estaciones de compresión del sistema de TGI) aumentó 63% en los primeros nueve meses de este año comparado con el mismo período del año anterior por el mayor volumen transportado y porque el gas de la Guajira se está entregando a una menor presión lo que obliga a un mayor esfuerzo de compresión (los costos adicionales son compensados a través de un acuerdo con el operador de los campos de la Guajira).

El aumento en los costos de mantenimiento y reparación se debe a los trabajos realizados para incrementar la integridad del sistema. En 2009 se cambió el revestimiento de una parte del sistema de gasoductos. Este tipo de mantenimiento no se realizó durante el primer semestre de 2008 pues los contratos se firmaron en el segundo semestre de ese año.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
 Teléfono: 571 3268000 ext 1546
 E mail: jgonzalez@eeb.com.co

La operación y el mantenimiento directo de los gasoductos de TGI (labor que se realiza desde abril del año pasado), implicó la contratación de un número adicional de funcionarios.

Los gastos administrativos aumentan por el acuerdo de asistencia celebrado entre TGI y su matriz (EEB). Este acuerdo incluye asesoría y asistencia de la casa matriz en temas técnicos, jurídicos, financieros y administrativos. La otra razón que explica el aumento de los gastos administrativos se relaciona con la legalización de algunas servidumbres por las que transitan los gasoductos de TGI. TGI heredó de Ecogas un conjunto de predios cuyas servidumbres no habían sido legalizadas. La compañía espera que este proceso termine antes de finalizar el 2010.

	Resultados no operacionales					Mm USD	
	Mm COP	Mm COP			2008	2009	
	2008	2008	2009	Var	2008	2009	
	Final	Ene - Sep	Ene - Sep	%	Ene - Sep	Ene - Sep	
Utilidad operacional	294,903	208,851	252,985	21.1	96.0	131.6	
Ingresos no operacionales	22,416	15,809	375,781	2,277	7.3	195.5	
Financieros (1)	14,221	9,609	11,995	24.8	4.4	6.2	
Diferencia en cambio (2)	0	0	359,108		0	186.8	
Valoración de coberturas (3)	0	0	0		0	0	
Otros	8,195	6,200	4,677	(24.6)	2.9	2.4	
Gastos no operacionales	461,442	321,468	248,829	(22.6)	147.8	129.5	
Financieros (4)	204,977	146,435	175,753	20.0	67.3	91.4	
Diferencia en cambio (5)	256,074	174,646	0		80.3	0	
Valoración de coberturas (6)	0	0	70,940		0	36.9	
Otros	391	386	2,136	453.4	0.2	1.1	
Utilidad antes de impuesto de renta	(144,122)	(96.808)	379,937	(492.5)	(44.5)	197.7	
Impuesto de renta	36,577	27,534	14,434	(47.6)	12.7	7.5	
Utilidad neta	(180,700)	(124,342)	365,504	(394.0)	(57.2)	190.2	

(1) Incluye los rendimientos financieros por inversiones temporales.

(2) Refleja el impacto de la revaluación del peso sobre la valoración en pesos de los activos y pasivos en moneda extranjera.

(3) Refleja la valoración de las coberturas contratadas por la compañía para reducir el riesgo en el pago del principal de la deuda en moneda extranjera.

(4) Son los gastos financieros relacionados con la deuda de la compañía.

(5) Refleja el impacto de la devaluación sobre la valoración en pesos de los activos y pasivos en moneda extranjera.

(6) Refleja la valoración de las coberturas contratadas por la compañía para reducir el riesgo del pago del principal de su deuda en moneda extranjera por la devaluación del peso.

El notable incremento en los Ingresos no Operacionales en los primeros nueve meses de 2009 comparados con los del mismo período del año pasado, se explica por: (i) El aumento en los ingresos financieros de la compañía es consecuencia de una mayor acumulación de caja y el consecuente incremento de las inversiones temporales y (ii) la revaluación del peso durante este año (16.7%) y su impacto sobre el valor de la deuda de la compañía (que está denominada enteramente en dólares). La revaluación del peso tiene un impacto positivo sobre el valor de la deuda financiera y este impacto positivo, de acuerdo con las normas contables colombianas, se contabiliza en el estado de resultados como un ingreso no operacional. Lo contrario sucedió durante los primeros nueve meses del año pasado cuando la devaluación del peso aumentó el valor de la deuda y generó un egreso por diferencia en cambio.

El incremento de la diferencia en cambio (cop 359,000 mm) se contrarresta con la valoración negativa (cop 71,000 mm) de las coberturas contratadas por la compañía. Como se ha mencionado en informes anteriores, el servicio anual de las obligaciones financieras denominadas en dólares suma Usd 103,4 mm (Usd 71 mm

Contacto: Juan Felipe González Rivera
 Teléfono: 571 3268000 ext 1546
 E mail: jgonzalez@eeb.com.co

corresponden a los intereses del bono y el saldo a los intereses del crédito inter-compañía). Desde el punto de vista del riesgo cambiario, estas obligaciones están más que cubiertas pues cerca del 60% de los ingresos de la compañía están indexados al dólar. No sucede lo mismo con el principal de la deuda (Usd 1,120 mm). Por ello la compañía contrato una cobertura por Usd 200 mm (swap – forward) con vencimiento en el 2017. Los derechos y obligaciones derivados de esta cobertura se valoran mensualmente y se registran como ingreso o gasto no operacional, según el caso. La compañía sigue los principios de valoración definidos por la Superfinanciera para las entidades bajo su supervisión y la metodología fue validada por los revisores fiscales de TGI.

Indicadores de deuda

	2008 Final	2009 Sep	Unidad	Tasa	Vencimiento
Deuda neta (1) / EBITDA (2) OM: < 4,8	3.77	2.83	Veces	N/A	N/A
EBITDA (2) / Gasto financiero (3) OM: > 1,7	2.01	1.98	Veces	N/A	N/A
Estructura de la deuda					
Senior (4)	750	750	MM USD	9.50%	03-Oct-2017
S&P: BB (23-02-09)					
F.R.: BB (01-12-08)					
Subordinada (5)	370	370	MM USD	8.75%	10-Oct-2017

(1) De acuerdo con las obligaciones expresadas en el contrato de los bonos, la deuda neta de la compañía únicamente tiene en cuenta la deuda senior de TGI menos el valor del efectivo y las inversiones temporales.

(2) Es el valor del EBITDA generado por TGI en sus últimos 12 meses de operación.

(3) El gasto financiero corresponde a los intereses de la deuda financiera de TGI pagados o causados en los últimos doce meses.

(4) Corresponde al valor de los bonos emitidos por TGI Internacional y garantizados por TGI.

(5) Corresponde a la deuda intercompañía entre EEB y TGI.

La mejoría en el indicador de apalancamiento se debe al aumento del EBITDA y a la disminución del saldo de la deuda por la revaluación del peso.

El indicador de cobertura de intereses presentó un leve descenso debido a que los gastos financieros de los últimos doce meses crecieron a un mayor ritmo que el EBITDA (14.1% Vs. 12.1%). Vale la pena recordar que entre el mes de junio de 2008 y el primer trimestre de 2009 el peso colombiano se devaluó frente al dólar.

Capex

	Mm COP 2008 Final	Mm COP		Var %	Mm USD	
		2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep		2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep
Inversión (1)	22,219	12,314	76,179	518.6	5.7	39.6
Mantenimiento (2)	5,127	2,520	5,640	123.8	1.2	2.9

(1) Corresponde a todas aquellas inversiones destinadas a incrementar la capacidad de transporte de la compañía.

(2) Corresponde a todas aquellas inversiones destinadas a mantener en estado adecuado los activos de la organización para permitir su funcionamiento normal y mantener la capacidad de transporte en sus actuales niveles.

Del total de capex de inversión, Cop 52,000 mm corresponden a inversiones del proyecto de expansión de Guajira, Cop 14,000 a la construcción de una variante (Checua) y Cop 6.300 millones al suministro y montaje de las unidades compresoras de respaldo para las estaciones de Noream y Vasconia.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
 Teléfono: 571 3268000 ext 1546
 E mail: jgonzalez@eeb.com.co

Cuentas del balance

	Mm COP	Mm COP		Var %	Mm USD	
	2008 Final	2008 Sep	2009 Sep		2008 Sep	2009 Sep
Activos corrientes	389,521	306,321	425,960	39.1	140.9	221.6
Activos fijos	3,149,221	3,175,619	3,181,296	0.2	1,460.3	1,655.2
Total Activos	3,541,772	3,481,940	3,607,257	3.6	1,601.2	1,876.8
Pasivos corrientes	80,754	94,060	62,557	(33.5)	43.3	32.5
Pasivos de largo plazo	2,577,025	2,447,529	2,295,203	(6.2)	1,125.5	1,194.2
Total pasivos	2,657,779	2,541,589	2,357,760	(7.2)	1,168.8	1,226.7
Patrimonio	883,993	940,351	1,249,496	32.9	432.4	650.1

Los activos corrientes crecieron un 39.1% principalmente por las mayores cuentas por cobrar relacionadas con anticipos por compra de bienes y servicios del proyecto de expansión de Guajira y por los pagos que TGI ha por el proyecto de Cusiana que deberán ser reembolsados por el patrimonio autónomo que se constituyó para realizar la expansión del gasoducto de Cusiana.

Los pasivos corrientes disminuyeron un 33.5% gracias a la reducción de un impuesto diferido.

El patrimonio reportó un crecimiento del 32.9% debido a la utilidad neta acumulada a septiembre de 2009.

[Regresar al índice](#)

Anexo 1: Nota legal.

Este documento contiene palabras tales como "anticipar", "creer", "esperar", "estimar", y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica incluida en este documento, incluyendo y sin limitación, a aquella que haga referencia a la situación financiera de la Compañía, su estrategia de negocios, los planes y objetivos de la administración para las operaciones futuras (incluyendo el desarrollo de planes y objetivos relacionados con los productos y servicios de la Compañía) corresponde a proyecciones.

Dichas proyecciones implican riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores importantes que puedan causar que los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía sean materialmente diferentes de los resultados, el desempeño o los logros futuros expresados o implícitos en las proyecciones. Dichas proyecciones están basadas en numerosos supuestos respecto a la estrategia de negocio de la Compañía y al entorno en el cual la Compañía operará en el futuro. La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en esta presentación para reflejar cualquier cambio en las expectativas de la Compañía respecto a ellas o cualquier cambio en los eventos, condiciones o circunstancias sobre los cuales se pueden basar dichas proyecciones.

Las proyecciones financieras y otras estimaciones contenidas en este informe se realizaron bajos supuestos y consideraciones inherentes a incertidumbres respecto al entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, así como las condiciones y riesgos que están fuera del control de la Compañía. Las proyecciones financieras son inevitablemente especulativas y se puede esperar que uno o varios de los supuestos bajo los cuales se hacen dichas proyecciones y otras estimaciones contenidas en este informe resulten inválidos. También se puede esperar que ocurran eventos o haya circunstancias inesperadas. Los resultados reales pueden variar de las proyecciones financieras y las variaciones pueden ser materialmente adversas. En consecuencia, este informe no debe ser considerado por parte de la Compañía ni de cualquier otra persona como un hecho cierto de que las proyecciones financieras serán alcanzadas. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.

El desempeño pasado de la Compañía no puede considerarse como un patrón del desempeño futuro de la misma.

[Regresar al índice](#)

Anexo 2: Términos técnicos y regulatorios.

- ▶ ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Entidad colombiana responsable de administrar y promover el aprovechamiento de hidrocarburos.
- ▶ AOM: Gastos y costos de administración, operación y mantenimiento.
- ▶ Bln o bln: Billones de los Estados Unidos de América. Factor 10^9
- ▶ BR: Banco de la República. Banco Central de Colombia responsable de la política monetaria y cambiaria del país.
- ▶ BTU: Por sus cifras en Inglés: British Thermal Unit. Unidad de energía inglesa.
- ▶ BOMT: Por sus cifras en Inglés: Build, Operate, Maintain and Transfer Contract. Es un contrato para el desarrollo de líneas de gas natural mediante el cual un tercero se compromete a construir, operar, mantener y transferir un gasoducto.
- ▶ COP: Pesos colombianos.
- ▶ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Entidad estatal colombiana encargada de la regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas.
- ▶ Cuota de Fomento: Corresponde a recursos que Ecogas recaudaba de sus usuarios para ejecutar nuevos proyectos de infraestructura de gas natural.
- ▶ DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Es la entidad responsable de la planeación, levantamiento, procesamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia.
- ▶ DNP: Departamento Nacional de Planeación. Entidad encargada de la Planeación Económica de Colombia.
- ▶ EEB: Empresa de Energía de Bogotá. Es el mayor accionista de TGI.
- ▶ GNV: Gas natural vehicular.
- ▶ IPC: Índice de precios al consumidor de Colombia.
- ▶ INEI: Instituto Nacional de Estadísticas e Informática del Perú.
- ▶ KM: Kilómetros
- ▶ Mm: millones.
- ▶ Minminas: Ministerio de Minas y Energía. Entidad estatal encargada de formular la política minero energética de Colombia.
- ▶ MI: Millas de los Estados Unidos.
- ▶ PIB: Producto Interno Bruto.
- ▶ Pcd o pcd: pies cúbicos día.
- ▶ Pbs: Puntos básicos. Centésima parte de un punto porcentual.
- ▶ SF: Superintendencia Financiera. Entidad estatal encargada de la regulación, vigilancia y control del sector financiero colombiano.
- ▶ TGI: Transportadora de Gas del Interior.
- ▶ Tpc o tpc: Tera pies cúbicos. Factor 10^{12}
- ▶ TRM: Tasa representativa del mercado; es un promedio de los precios de las transacciones peso-dólar que se calcula diariamente por la SF.
- ▶ R/P: Relación reservas producción. Estima la duración de las reservas dado el nivel de producción en un momento determinado.
- ▶ SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Entidad estatal encargada de la vigilancia y el control de la prestación de los servicios públicos domiciliarios.
- ▶ UPME: Entidad estatal encargada de la planeación de los sectores de minas y energía en Colombia.
- ▶ USD: Dólares de los Estados Unidos de América.

[Regresar al índice](#)

Anexo 3: Estados Financieros.

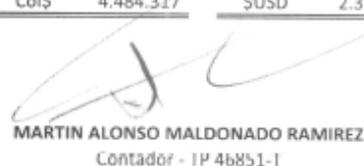
TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. - TGI S.A. E.S.P.

BALANCE GENERAL A SEPTIEMBRE 30 DE 2008 Y SEPTIEMBRE 30 DE 2009

(Expresado en millones de pesos colombianos (Col\$) y miles de dólares de los Estados Unidos de América (\$USD))

ACTIVOS	A septiembre 30 de 2008		A septiembre 30 de 2009	
	Col\$		Col\$	\$USD
ACTIVO CORRIENTE				
Efectivo e inversiones temporales	178.174		211.773	110.184
Fondos especiales	8.748		7.735	4.024
Deudores	84.695		134.132	69.788
Inventarios	24.134		27.125	14.113
Gastos pagados por anticipado	10.570		45.196	23.515
Total activo corriente	306.321		425.961	221.624
Cuentas por cobrar largo plazo, neto	7.633		8.635	4.493
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO, neto	953.818		1.023.430	532.482
OTROS ACTIVOS, neto	2.214.168		2.149.231	1.118.226
Total activos	Col\$ 3.481.940		Col\$ 3.607.257	\$USD 1.876.825
Cuentas de orden	Col\$ 1.345.095		Col\$ 4.484.317	\$USD 2.333.151
PASIVO Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS				
PASIVO CORRIENTE				
Porción corriente de la deuda a largo plazo	27.528		23.982	12.478
Cuentas por pagar	48.454		15.588	8.110
Obligaciones laborales	101		23	12
Recaudos a favor de terceros	4.653		10.336	5.378
Provisiones	13.324		12.628	6.570
Total pasivo corriente	94.060		62.557	32.548
PASIVO A LARGO PLAZO				
Deuda a largo plazo	2.435.574		2.152.640	1.120.000
Operaciones de cobertura	-		70.940	36.909
Otros pasivos	11.955		71.623	37.265
Total pasivo no corriente	2.447.529		2.295.203	1.194.174
Total pasivos	2.541.589		2.357.760	1.226.722
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS				
Capital suscrito y pagado	750.000		750.000	390.219
Prima en colocación de acciones	24.703		24.703	12.853
Reservas	289.990		289.990	150.879
Resultado de ejercicios anteriores	-		(180.700)	(94.017)
Utilidad neta del período	(124.342)		365.504	190.169
Total patrimonio de los accionistas	940.351		1.249.497	650.102
Total pasivo y patrimonio de los accionistas	Col\$ 3.481.940		Col\$ 3.607.257	\$USD 1.876.825
Cuentas de orden	Col\$ 1.345.095		Col\$ 4.484.317	\$USD 2.333.151


 GABRIEL TURBAY MARULANDA
 Representante Legal


 MARTIN ALONSO MALDONADO RAMIREZ
 Contador - IP 46851-1

[Regresar al índice](#)

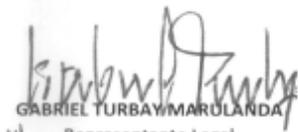
 Contacto: Juan Felipe González Rivera
 Teléfono: 571 3268000 ext 1546
 E mail: jgonzalez@eeb.com.co

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. - TGI S.A. E.S.P.

ESTADO DE RESULTADOS A SEPTIEMBRE 30 DE 2008 Y SEPTIEMBRE 30 DE 2009

(Expresado en millones de pesos colombianos (Col\$) y miles de dólares de los Estados Unidos de América (\$USD))

	A septiembre 30 de 2008		A septiembre 30 de 2009		
INGRESOS OPERACIONALES					
Ventas					
Cargos por capacidad	Col\$	246.493	Col\$	294.626	\$USD 153.291
Cargos variables		49.515		68.519	35.650
Cargos ocasionales		30.765		33.743	17.556
Otros ingresos operacionales		9.109		10.553	5.491
		<u>335.882</u>		<u>407.441</u>	<u>211.988</u>
COSTO DE VENTAS					
Operación y mantenimiento		30.285		57.276	29.800
Depreciaciones y amortizaciones		62.531		64.407	33.510
Otros costos operacionales		15.417		7.470	3.887
		<u>108.233</u>		<u>129.153</u>	<u>67.197</u>
Utilidad bruta		227.649		278.288	144.791
GASTOS ADMINISTRATIVOS OPERACIONALES					
Gastos de personal y generales		14.567		16.846	8.765
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones		4.232		8.457	4.400
		<u>18.799</u>		<u>25.303</u>	<u>13.165</u>
Utilidad operacional		208.850		252.985	131.626
INGRESOS NO OPERACIONALES					
Diferencias cambio		(174.646)		359.109	186.841
Valoración operaciones de cobertura		-		(70.940)	(36.909)
Otros ingresos no operacionales		15.809		16.672	8.674
		<u>(158.837)</u>		<u>304.841</u>	<u>158.606</u>
GASTOS NO OPERACIONALES					
Intereses sobre obligaciones financieras		146.821		175.086	91.096
Otros gastos no operacionales		-		2.803	1.458
		<u>146.821</u>		<u>177.889</u>	<u>92.554</u>
Utilidad antes de impuestos		(96.808)		379.937	197.678
IMPUESTO DE RENTA					
		27.534		14.433	7.509
Utilidad neta		(124.342)		Col\$ 365.504	\$USD 190.169


GABRIEL TURBAY MARULANDA
Representante Legal


MARTÍN ALONSO MALDONADO RAMÍREZ
Contador - TP 46851-T

[Regresar al índice](#)

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. - TGI S.A. E.S.P.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

DEL 01 DE ENERO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2008 Y DEL 01 DE ENERO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2009

(Expresado en millones de pesos colombianos (Col\$) y miles de dólares de los Estados Unidos de América (\$USD))

	A septiembre 30 de 2008	A septiembre 30 de 2009	
		Col\$	\$USD
FLUJO DE FONDOS DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN			
Utilidad del ejercicio	(124.342)	365.504	190.169
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación			
Depreciaciones y amortizaciones	66.420	68.443	35.610
Diferencias cambio	184.844	(362.936)	(188.833)
Valoración operaciones de cobertura	-	70.940	36.909
Impuesto diferido	-	8.685	4.519
Provisión para contingencias	(342)	6.211	3.232
	<u>126.580</u>	<u>156.847</u>	<u>81.606</u>
Cambios en activos y pasivos de operación			
Activo corriente			
Fondos especiales	994	1.295	674
Deudores	(32.439)	(81.580)	(42.445)
Inventarios	8	9.050	4.709
Gastos pagados por anticipado	130	(36.709)	(19.099)
Activo no corriente			
Deudores a largo plazo	(782)	295	153
Pasivo a corto plazo			
Cuentas por pagar	7.072	(44.491)	(23.148)
Obligaciones laborales	(262)	(269)	(140)
Recaudo a favor de terceros	(540)	2.890	1.503
Pasivos estimados	2.199	(7.207)	(3.750)
Pasivo de largo plazo			
Pasivos estimados y provisiones	(13.988)	50.604	26.329
Otros pasivos	-	-	-
	<u>88.972</u>	<u>50.725</u>	<u>26.392</u>
Fondos netos provistos de las actividades de operación			
	<u>88.972</u>	<u>50.725</u>	<u>26.392</u>
FLUJO DE FONDOS DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Inversiones	-	(20)	(10)
Propiedad, planta y equipo	(4.625)	(78.294)	(40.736)
Otros activos	1.630	1.285	668
	<u>(2.995)</u>	<u>(77.029)</u>	<u>(40.078)</u>
Fondos netos provistos de las actividades de inversión			
	<u>(2.995)</u>	<u>(77.029)</u>	<u>(40.078)</u>
FLUJOS DE FONDOS DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
Obligaciones financieras a corto plazo	1.192	(22.659)	(11.789)
	<u>1.192</u>	<u>(22.659)</u>	<u>(11.789)</u>
Fondos netos provistos de las actividades de financiación			
	<u>1.192</u>	<u>(22.659)</u>	<u>(11.789)</u>
INCREMENTO EN EFECTIVO	Col\$ 87.169	(48.963)	(25.475)
EFFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	103.541	260.736	135.659
EFFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	Col\$ 190.710	Col\$ 211.773	\$USD 110.184


GABRIEL TURBAY MARULANDA
Representante Legal


MARTIN ALONSO MALDONADO RAMIREZ
Contador - TP 46851-T

[Regresar al índice](#)

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: 571 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

Anexo 4: GASODUCTOS COLOMBIANOS



FUENTE: ECOPETROL

[Regresar al índice](#)