

**Bogotá D.C., noviembre de 2008**

## ÍNDICE

- ▶ [Aclaraciones.](#)
- ▶ [Hechos relevantes.](#)
- ▶ [Colombia y la crisis.](#)
- ▶ [Información de mercado.](#)
- ▶ [Desempeño operacional.](#)
- ▶ [Desempeño comercial.](#)
- ▶ [Desempeño financiero.](#)
- ▶ [Vínculo a los estados financieros no auditados:](#)
- ▶ **Anexo 1:** [Nota legal](#)
- ▶ **Anexo 2:** [Términos técnicos y regulatorios.](#)

## ACLARACIONES AL INFORME

- ▶ Las cifras en pesos fueron convertidas a dólares de los Estados Unidos utilizando la TRM de fin de período publicada por la S.F. Las cifras de septiembre de 2007 fueron convertidas a USD utilizando una TRM de COP 2,023.19 por 1 USD; las cifras de septiembre de 2008 fueron convertidas a USD utilizando una TRM de COP 2,174.62 por 1 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

- ▶ 4.5% y 3.5% fueron los crecimientos observados del PIB en el primero y segundo trimestre de 2008, respectivamente. Son niveles inferiores a los observados entre los años 2005 y 2007 y son consecuencia de una política monetaria más restrictiva.
- ▶ La inflación en Colombia finalizó en septiembre con un incremento anual de 7.57%. La última encuesta de expectativas del banco central indica que los agentes esperan que al finalizar 2008 la inflación termine en un nivel cercano a 7.00%.
- ▶ El pasado 24 de octubre el banco central redujo el encaje sobre los depósitos bancarios que había aumentado recientemente para esterilizar sus compras de divisas que, a su vez, tenían como objeto impedir una mayor revaluación del peso.
- ▶ El Doing Business Report 2009 del Banco Mundial concluyó que Colombia es uno de los 10 países con mayores avances en materia de ambiente de inversión. Ocupó la posición 53 (entre 181 países) frente a la posición 66 del año anterior.

- ▶ Un estudio elaborado NATURGAS (asociación que agrupa a agentes que operan en el sector de gas natural) concluyó que Colombia tiene reservas suficientes para atender su demanda hasta el año 2018.
- ▶ En lo corrido del 2008 a septiembre, cerca del 58% de los ingresos de TGI estuvieron indexados al dólar. TGI tiene una cobertura natural ya que, por regulación, una parte de su tarifa está indexada al dólar. Esta cobertura es más que suficiente para atender las obligaciones en dólares de la compañía.

[Regresar al índice](#)

### **COLOMBIA Y LA CRISIS.**

- ▶ La caída en el ritmo de expansión de la economía en lo corrido de 2008 es consecuencia, principalmente, del endurecimiento de la política monetaria del B.R.. Esta entidad aumentó su tasa de intervención desde 2006 en cerca de 400 puntos básicos con el objetivo de contener la inflación. Como consecuencia del incremento de las tasas de interés, la cartera total de los establecimientos de crédito pasó de crecer de niveles superiores al 40% en los primeros meses de 2007, a tasas cercanas al 20% en agosto de este año.
- ▶ La crisis financiera internacional llevó al gobierno nacional a reevaluar sus metas de crecimiento para este y el próximo año. Espera que en 2008 la economía crezca un 4% (comparado con un 5% que era su previsión anterior) y que en 2009 lo haga en 3.5%. Idéntico comportamiento espera el Fondo Monetario Internacional.
- ▶ El sector financiero colombiano tiene una baja exposición a la crisis financiera internacional principalmente por las siguientes razones:
  - (i) La regulación colombiana sigue en forma estricta las recomendaciones de Basilea y la relación de solvencia del total del sistema es superior al 14%, 6 puntos porcentuales por encima de las exigencias de Basilea;
  - (ii) Todas las entidades que captan ahorro del público están sujetas a la regulación estatal y son vigiladas por la S.F.;
  - (iii) Como resultado de la crisis financiera de 1998 – 1999, el país fortaleció sus mecanismos para garantizar el ahorro público y la intervención estatal en el sector financiero. Fogafin, el fondo que garantiza el ahorro público y quien tiene la facultad para capitalizar a las entidades financieras, dispone de reservas cercanas a las Usd 2,8 blns;
  - (iv) La mayor parte del fondeo del sector proviene de fuentes locales; el 0.012% de los pasivos del sistema financiero están denominados en moneda extranjera.
  - (v) El peso de las entidades financieras del exterior en el mercado local es relativamente pequeño (22% del total de la cartera en agosto de 2008) y;
  - (vi) Las inversiones de los establecimientos de crédito en títulos emitidos por entidades extranjeras representó, en julio de 2008, el 0.23% del total de sus inversiones de portafolio. Esta exposición por parte de los fondos obligatorios de pensiones es cercana al 10% pero solo el 1% está directamente vinculado al mercado subprime de los Estados Unidos.

- ▶ Durante septiembre y octubre, la tasa interbancaria (overnight) del sistema financiero osciló en niveles cercanos al 10% y reportó una baja volatilidad.
- ▶ El impacto para Colombia podría presentarse vía las cuentas externas y fiscales a través de los siguientes mecanismos:
  - (i) Reducción del volumen y el valor de las exportaciones, principalmente a Venezuela y Estados Unidos;
  - (ii) Salida de capitales;
  - (iii) Menores flujos de inversión y financiación externa.
  - (iv) Menores remesas de los ciudadanos colombianos residentes en el exterior;
  - (v) Menor recaudo tributario por la reducción del precio del crudo y la menor dinámica económica.
- ▶ Sin embargo, Colombia cuenta con protecciones y herramientas de política que podrían amortiguar los impactos mencionados anteriormente:
  - (i) El nivel de reservas internacionales aumentó muy rápidamente desde 2003 desde Usd 11 blns en dicho año hasta aprox. Usd 23 billones en junio de 2008;
  - (ii) La mayor parte de la inversión extranjera en Colombia es directa y no de portafolio. Entre enero y junio de 2008 el flujo de inversión extranjera directa sumo Usd 5.4 blns, mientras que la inversión de portafolio se redujo en aprox. Usd 200 mm.
  - (iii) La mayor parte de la inversión extranjera se destina a los sectores de minas e hidrocarburos (56% del total entre enero y junio de 2008) y es poco probable que en el mediano plazo se presente una reducción drástica en estos flujos pues, a pesar de la caída en los precios internacionales, los niveles actuales de precio hacen que los proyectos sean atractivos y, además, buena parte de la inversión está concentrada en exploración de hidrocarburos que está sujeta a obligaciones contractuales de inversión;
  - (iv) El 72% de la deuda pública está denominada en pesos y el gobierno prefinancio buena parte de sus necesidades del 2009. De acuerdo con el Ministerio de Hacienda, las necesidades de financiamiento externo en 2009 son de Usd \$2,411 mm y están asegurados con la banca multilateral.
  - (i) La producción de crudo está aumentando (14% a septiembre en comparación con el mismo mes del años anterior) y el peso se está devaluando lo que ayuda a amortiguar el impacto fiscal de los menores precios del crudo.
  - (ii) Colombia mantendrá la autosuficiencia petrolera hasta el 2017 gracias a la alta actividad exploratoria que se ha registrado en los últimos 6 años. En otras palabras, éste sector continuará siendo un generador de divisas, al menos, durante los próximos nueve años.
  - (iii) El B.R. tiene margen para reducir su tasa de interés de intervención. Esta reducción es viable gracias a que a la inflación y las expectativas de su comportamiento futuro vienen cediendo en los últimos meses. En agosto pasado la cifra de inflación anualizada alcanzó un máximo de 7.87%, el nivel más alto de los últimos 7 años. Sin embargo, la tendencia cambio en septiembre mes en el cual el aumento anual se redujo a 7.57% gracias a una mejor oferta interna de alimentos y a la caída en los

precios internacionales de algunos bienes básicos. De acuerdo con la última encuesta del B.R., la expectativa del mercado es que el 2008 finalice con una inflación del 7,0% y levemente superior al 5% en 2009.

[Regresar al índice](#)

## INFORMACIÓN DE MERCADO

### Demanda de gas natural – mm pcd

	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %
<b>Total</b>	<b>731</b>	<b>731</b>	<b>772</b>	<b>5.6</b>

Fuente: UPME; datos provisionales.

(1) Dentro del sector industrial se incluye la demanda de las refinerías.

El análisis de la demanda por sectores presenta dificultades ya que la UPME, entidad encargada de la planificación del sector, decidió este año introducir cambios a la forma de cuantificar la demanda sectorial. La UPME está ajustando las series históricas y esperamos contar para el próximo informe con cifras comparables.

Los cambios de la UPME no afectan la demanda agregada y por lo tanto la cifra de crecimiento del 5.6% en el consumo total de gas natural es confiable. Es un crecimiento superior al de la economía y al de la demanda de electricidad que creció 1.7%.

### Precios de combustibles \$/Mm BTU <sup>(1)</sup>

ACPM	Gas. Corriente	GNV
43.771,9	63.181,1	36.341,5

Fuente: UPME; ECOPELROL.

Cálculos EEB

(1) Precios promedio al cierre de septiembre de 2008. Los precios están expresados en pesos por millón de BTU.

El gas natural continúa siendo uno de los energéticos más competitivos en precio lo cual es uno de sus principales motores de crecimiento.

[Regresar al índice](#)

## DESEMPEÑO OPERACIONAL

### Indicadores operacionales seleccionados

	2007 Final	2007 Ene - Sep (1)	2008 Ene - Sep	Unidad	Var %
<b>Capacidad total (2)</b>	443	443	443	Mmpcd	0.0
<b>Volumen transportado (3)</b>	369	364	378	Mmpcd	3.8
<b>Capacidad contratada (4)</b>	390	389	427	Mmpcd	9.8
<b>Factor de uso (5)</b>	65.6	64.6	66.6	%	3.1
<b>Disponibilidad (6)</b>	99.40	99.02	99.1	%	0.1
<b>Pérdidas (7)</b>	0.75	0.75	0.13	%	(82.7)
<b>Longitud gasoductos</b>	3,702	3,702	3,702	Km	0.0
<b>Longitud gasoductos</b>	2,314	2,314	2,314	MI	0.0

Fuente: TGI

Nota: Los datos a septiembre de 2008 de volumen y pérdidas son provisionales y pueden cambiar en el futuro con base en las consolidaciones de los balances.

- (1) Las cifras a septiembre de 2007 reflejan la operación de TGI entre el 3 y el 30 de septiembre de ese año. TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.
- (2) Es la capacidad nominal de transporte del sistema al final de cada periodo.
- (3) Es el promedio del volumen real transportado en un período determinado.
- (4) 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.
- (5) Es el porcentaje de utilización del gasoducto y se obtiene como la relación entre la nominación y la capacidad de transporte.
- (6) Es la capacidad real de transporte de gas en un período determinado en relación con la capacidad nominal, medida en términos porcentuales.
- (7) 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.

Al igual que en períodos recientes, la capacidad contratada crece a un ritmo superior en comparación con el volumen transportado y con el crecimiento de la demanda nacional. Esta tendencia se explica porque algunos clientes de TGI están asegurando capacidad de transporte por las perspectivas de crecimiento de los mercados que atienden.

El menor crecimiento en el volumen transportado (3.8%) en comparación con el crecimiento de la demanda nacional (5.6%) se explica por la menor demanda térmica por razones climáticas que se explicarán con mayor detalle más adelante.

El mantenimiento y la operación directa y el Plan de Aseguramiento Metrológico que incluye la adquisición de equipos de medición y la adopción de procedimientos basados en normas internacionales, son algunos de los aspectos que han garantizado la reducción de las pérdidas a un nivel muy por debajo del reconocido por el regulador en la tarifa (1%).

[Regresar al índice](#)

## DESEMPEÑO COMERCIAL

### Demanda de TGI por sectores - Mmpcd

	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %
<b>Termo</b>	24	24	16	-32.8%
<b>Distribuidores (1)</b>	244	241	258	7.1%
<b>Industrial</b>	98	97	100	3.4%
<b>Consumo propio (2)</b>	3	3	4	27.7%
<b>Total</b>	369	364	378	3.7%

Fuente: TGI

(1) Incluye sectores residencial, comercial y vehicular.

(2) Hace referencia al consumo de las unidades compresoras.

El distribuidor es el segmento de mercado más dinámico de TGI gracias al impulso de la construcción y del GNV. El DANE confirmó que durante el primer semestre de 2008 el área construida en Colombia creció 17% en comparación con el mismo período del año anterior. Por su parte, la conversión de vehículos a GNV continúa aumentando y alcanzó en junio de 2008 los 269,753 vehículos. Colombia es hoy la octava nación del mundo con mayores vehículos convertidos a gas natural vehicular.

La caída en la demanda del segmento termoeléctrico se explica porque el 2008 ha sido un año con un régimen de lluvias más abundante en comparación con 2007, razón por la cual la demanda de gas del sector térmico se redujo en forma significativa. Para septiembre de 2007 la producción térmica fue de 610.3 GWh y en el mismo periodo de 2008 se redujo a 523.7 GWh.

### Estructura contractual

	2007 Sep			2008 Sep		
	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)	No	Volumen Mmpcd	Vida remanente (promedio años)
<b>Firmes (1)</b>	61	389	5.84	64	427	5.31
<b>Interrumpibles (2)</b>	1	7.9	3.60	1	7.9	2.6
<b>Otros (3)</b>	1		0.25	1		0.33

(1) Contratos en donde TGI S.A ESP se compromete a transportar 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 puede ser interrumpido por cualquiera de las partes por cualquier motivo y por cualquier razón sin dar lugar a ningún tipo de compensación.

(3) Acuerdo con Promigas para gasoductos embebidos.

El 100% del crecimiento en el volumen contratado corresponde a contratos en firme lo cual tiene un impacto positivo sobre la estabilidad de los ingresos futuros de la compañía ya que una porción importante de los ingresos derivados de estos contratos (el 76% a septiembre de 2008), son por capacidad y son independientes del volumen transportado.

Gran parte del volumen contratado adicional (cerca del 79%) corresponde a clientes del sector distribuidor. Los distribuidores deben siempre garantizar a sus clientes regulados que van a

tener todo el suministro que eventualmente estos les solicitarán, por lo que buscan seguridad para atenderlos.

[Regresar al índice](#)

## DESEMPEÑO FINANCIERO

### Estructura de los ingresos – COP Mm

	2007 Final (1)	2007 Ene - Sep (2)	Part. %	2008 Ene - Sep	Part. %
<b>Ventas totales</b>	423,151	313,324	100.0	335,882	100.0
<b>Ventas indexadas al USD (3)</b>	257,370	191,512	61.1	195,084	58.1
<b>Ventas en COP (3)</b>	165,780	121,812	38.9	140,797	41.9
<b>Ventas cargos capacidad (4)</b>	306,084	227,552	72.6	256,894	76.4
<b>Ventas cargos variables (5)</b>	65,330	47,222	15.1	49,515	14.7
<b>Ventas cargos ocasionales (6)</b>	44,729	33,825	10.8	21,160	6.4
<b>Otros ingresos (7)</b>	7,008	4,725	1.5	8,313	2.5

- (1) Las cifras de 2007 de TGI fueron anualizadas. El método de anualización se calculó dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año). TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.
- (2) Las cifras a septiembre de 2007 reflejan la operación de TGI entre el 3 de marzo y el 30 de septiembre. TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007. Para hacerlas comparables con las cifras de los primeros nueve meses de 2008 fueron "calculadas en su equivalente de nueve meses" dividiendo el resultado entre 212 días (días transcurridos entre el 3 y el 30 de septiembre de 2007) y multiplicándolo por 274 días (días transcurridos entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2008).
- (3) 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.
- (4) 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.
- (5) 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.
- (6) 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.
- (7) Servicios adicionales prestados por la compañía como por ejemplo nuevas conexiones u odorización.

En el período de análisis, los ingresos operacionales crecen a una tasa superior al crecimiento del volumen transportado (7.2% vs. 3.7%). Como se explico anteriormente, TGI registró un aumento de casi 10% en su contratación en firme, y en general, dos terceras partes de este tipo de contratación generan ingresos cuyo flujo es independiente del volumen transportado (cargos por capacidad). En el mercado colombiano los cargos por capacidad hacen sentido por las siguientes razones: (i) es un mecanismo de prevención frente a crecimientos futuros de la demanda; (ii) garantiza suministro frente a demandas pico y; (iii) garantiza el cumplimiento de obligaciones regulatorias frente a clientes regulados.



La reducción en la participación de las ventas indexadas al USD dentro del total de ingresos es consecuencia de la revaluación del peso. A pesar de ello, los ingresos indexados al dólar en términos absolutos crecen durante el período de análisis y su relación frente a las obligaciones financieras en dólares es de 1.15 veces.

**Indicadores financieros seleccionados**

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final (1)	2007 Ene - Sep (2)	2008 Ene - Sep	Var %	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep
<b>Ventas</b>	423,151	313,324	335,882	7.20	154.9	154.5
<b>Utilidad operacional</b>	250,382	196,606	208,851	6.23	97.2	96.0
<b>Margen operacional</b>	59.8%	62.7%	62.2%	(0.91)	67.2%	62.2%
<b>EBITDA (3)</b>	341,973	264,527	278,662	5.34	130.7	128.1
<b>Margen EBITDA</b>	80.8%	84.4%	83.0%	(1.73)	84.4%	83.0%
<b>Utilidad neta</b>	348,179	381,284	(124,342)	(132.61)	188.5	(57.2)

- (1) Las cifras de 2007 de TGI fueron anualizadas. El método de anualización se calculó dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año).
- (2) Las cifras a septiembre de 2007 reflejan la operación de TGI entre el 3 de marzo y el 30 de septiembre. TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007. Para hacerlas comparables con las cifras de los primeros nueve meses de 2008 fueron "calculadas en su equivalente de nueve meses" dividiendo el resultado entre 212 días (días transcurridos entre el 3 y el 30 de septiembre de 2007) y multiplicándolo por 274 días (días transcurridos entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2008).
- (3) El EBITDA para un período determinado es la sumatoria de la utilidad operacional, las amortizaciones, las depreciaciones y las provisiones.

En el período de análisis, el EBITDA aumenta aunque a un ritmo menor que las ventas. Lo anterior es consecuencia de los mayores costos de operación debido a trabajos rezagados relacionados con la operación y el mantenimiento de la red de gasoductos que se han empezado a ejecutar durante el tercer trimestre del año 2008 y cuyo grueso será ejecutado en 2009.

La pérdida neta es resultado del impacto de la devaluación del peso sobre la valoración de la deuda en dólares de la compañía. Es un efecto contable que no afecta la generación de efectivo.



**Resultados operacionales**

	Mm COP		Mm COP			Mm USD	
	2007 Final (1)		2007 Ene - Sep (2)	2008 Ene - Sep	Var %	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep
<b>Ingresos operacionales</b>	<b>423,151</b>		313,324	335,882	7.20	154.9	154.5
Ventas	423,151		313,324	335,882	7.20	154.9	154.5
<b>Costos operacionales</b>	<b>141,816</b>		<b>96,958</b>	<b>108,233</b>	<b>11.63</b>	<b>47.9</b>	<b>49.8</b>
Operación y mantenimiento	59,854		35,521	42,653	20.08	17.6	19.06
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	81,962		61,437	65,580	6.74	30.4	30.2
<b>Utilidad bruta</b>	<b>281,336</b>		<b>216,367</b>	<b>227,649</b>	<b>5.21</b>	<b>106.9</b>	<b>104.7</b>
<b>Gastos administrativos y operativos</b>	<b>30,954</b>		<b>19,761</b>	<b>18,798</b>	<b>(4.87)</b>	<b>9.8</b>	<b>8.6</b>
Personal y servicios generales	25,089		13,276	14,567	9.72	6.6	6.7
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	5,865		6,484	4,231	(34.74)	3.2	1.9
<b>Utilidad operacional</b>	<b>250,382</b>		<b>196,606</b>	<b>208,851</b>	<b>6.23</b>	<b>97.2</b>	<b>96.0</b>

(1) Las cifras de 2007 de TGI fueron anualizadas. El método de anualización se calculó dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año).

(2) Las cifras a septiembre de 2007 reflejan la operación de TGI entre el 3 de marzo y el 30 de septiembre. TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007. Para hacerlas comparables con las cifras de los primeros nueve meses de 2008 fueron "calculadas en su equivalente de nueve meses" dividiendo el resultado entre 212 días (días transcurridos entre el 3 y el 30 de septiembre de 2007) y multiplicándolo por 274 días (días transcurridos entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2008).

TGI ha logrado eficiencias en sus costos gracias a la operación y mantenimiento directo de sus gasoductos. TGI empezó a operar directamente su red de gasoductos a partir del primero de noviembre de 2007 y el primero de abril de 2008 comenzó a realizar en forma directa su mantenimiento.

Sin embargo, en el período de análisis se observa un aumento en los costos operacionales por las siguientes razones: (i) una reclasificación de un impuesto indirecto (Industria y Comercio); (ii) ejecuciones rezagadas que no se llevaron a cabo durante 2007 por ser el año en que inició operaciones TGI y (iii) mayor consumo de gas combustible en las compresoras por los mayores volúmenes transportados.

El incremento en los gastos de personal y servicios generales se debe a que en 2008 se amplió la nómina operativa en 60 personas en razón a la operación y mantenimiento directo del sistema de gasoductos. También se incrementaron los gastos de viajes por la adjudicación de la concesión en Perú y por la interacción de funcionarios de TGI con la casa matriz (EEB).

**Resultados no operacionales**

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final (1)	2007 Ene - Sep (2)	2008 Ene - Sep	Var %	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep
<b>Utilidad operacional</b>	<b>250,382</b>	196,606	208,851	6.23	97.2	96.0
<b>Ingresos no operacionales</b>	<b>330,780</b>	341,130	(158,837)	(314.77)	168.6	(73.0)
<b>Gastos no operacionales</b>	<b>207,249</b>	127,597	146,821	15.07	63.1	67.5
<b>Utilidad antes de impuesto de renta</b>	<b>373,913</b>	400,698	(96.808)	124.16	198.1	(44.5)
Impuesto de renta	25,734	19,414	27,534	41.83	9.6	12.7
<b>Utilidad neta</b>	<b>348,178</b>	381,284	(124,342)	(132.61)	188.5	(57.2)

- (1) Las cifras de 2007 de TGI fueron anualizadas. El método de anualización se calculó dividiendo las cifras entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año).
- (2) Las cifras a septiembre de 2007 reflejan la operación de TGI entre el 3 de marzo y el 30 de septiembre. TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007. Para hacerlas comparables con las cifras de los primeros nueve meses de 2008 fueron "calculadas en su equivalente de nueve meses" dividiendo el resultado entre 212 días (días transcurridos entre el 3 y el 30 de septiembre de 2007) y multiplicándolo por 274 días (días transcurridos entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2008).

La caída en los ingresos no operacionales es consecuencia del ajuste en el valor en pesos de la deuda en dólares de la compañía. El saldo de la deuda de TGI en dólares asciende a Usd 1,120 millones y la devaluación o revaluación del peso tienen impacto contable importante sobre la contabilidad de la compañía. Entre diciembre de 2007 y septiembre de 2008 el peso colombiano se devaluó en casi 17%. Para amortiguar este efecto, la asamblea de accionistas de TGI aprobó este año la constitución de una reserva por Cop 245,692 mm contra las utilidades de 2007.

Los mayores gastos no operacionales reflejan: (i) el mayor costo financiero de la deuda actual con respecto a la del crédito puente que estuvo vigente hasta octubre de 2007. El costo financiero promedio del crédito puente fue de aproximadamente 7% y la tasa actual de la deuda es del 9.25% y, (ii) el impacto de la devaluación sobre el servicio de la deuda. Los intereses anuales de la deuda senior y subordinada totalizan aproximadamente Usd 104 mm y la devaluación del peso aumentó su costo en moneda local.

**Indicadores de deuda**

	2007 Final	2008 Septiembre	Unidad	Tasa	Vencimiento
<b>Deuda neta (1) / EBITDA (2)</b> <b>OM: &lt; 4,8</b>	4.09	4.02	Veces	N/A	N/A
<b>EBITDA (2) / Gasto financiero (3)</b> <b>OM: &gt; 1,7</b>	2.01	1.81	Veces	N/A	N/A
<b>Estructura de la deuda</b>					
Senior (4) S&P: BB (25-07-07) F.R.: BB (25-07-07)	0	750	MM USD	9.50%	03-Oct-2017
Subordinada (5)	0	370	MM USD	8.75%	10-Oct-2017

- (1) De acuerdo con los covenants expresados 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 desde el 1 de octubre de 2007 hasta el 30 de septiembre de 2008.  
 (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.

El indicador de apalancamiento aumenta gracias al incremento del Ebitda y el crecimiento de la caja y las inversiones temporales que reducen el valor de la deuda neta.

La reducción en el indicador de cobertura de intereses refleja, principalmente, el mayor costo de la deuda por la sustitución del crédito puente por los bonos de largo plazo.

### Capex

Mm COP	Mm COP			Mm USD	
2007 Final (1)	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep
6,077	2,485	14,834	497	1,2	6,8

- (1) Las cifras de 2007 corresponde a la operación de TGI entre el 3 de marzo y el 31 de diciembre de 2007. TGI tomó el control de los activos derechos y contratos de Ecogas el 3 de marzo de 2007.

El capex de 2008 está relacionado, principalmente, con la terminación de la ampliación de la capacidad de la estación compresora de Hato Nuevo y el montaje de dos nuevas unidades compresoras en las estaciones de Noream y Vasconia. Estas nuevas unidades son de respaldo y buscan aumentar la confiabilidad del sistema de transporte de TGI y de esta forma asegurar el cumplimiento de las capacidades contratadas.

El capex de 2008 también incluye la construcción de una variante para superar un problema geotécnico y nuevas conexiones en el gasoducto Mariquita - Cali y en de la Belleza- Cogua

### Cuentas del balance

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final	2007 Sep	2008 Sep	Var %	2007 Sep	2008 Sep
<b>Activos corrientes</b>	212,865	159,659	306,321	91.86	78.9	140.9
<b>Activos fijos</b>	3,208,925	3,256,740	3,175,619	(2.49)	1,609.7	1,460.3
<b>Total Activos</b>	3,421,790	3,416,399	3,481,940	1.92	1,688.6	1,601.2
<b>Pasivos corrientes</b>	66,564	2,335,565	94,060	(95.97)	1,154.4	43.3
<b>Pasivos de largo plazo</b>	2,290,533	11,123	2,447,529	21904.22	5.5	1,125.5
<b>Total pasivos</b>	2,357,097	2,346,688	2,541,589	8.31	1,159.9	1,168.8
<b>Patrimonio</b>	1,064,693	1,069,711	940,351	(12.09)	528.7	432.4

La variación de los activos corrientes refleja, principalmente, la mayor generación de caja de la compañía.

Las mayores depreciaciones y amortizaciones acumuladas de los activos de la compañía explican la reducción de los activos fijos.

Se observa el cambio en la estructura de los pasivos en el primer semestre del año 2008 con respecto al año 2007, al pasar la mayor proporción de pasivos corrientes a pasivos de largo plazo, como consecuencia de la reestructuración de la deuda financiera.

El patrimonio decrece como consecuencia de las pérdidas acumuladas en los primeros nueve meses del año 2008.

[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 esta presentación, 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 las estrategias de negocio de la Compañía presentes y futuras y al entorno en el cual la Compañía operará en el futuro. Estas estimaciones corresponden únicamente a la fecha de esta presentación. 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 en este informe se realizan 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 pueden esperar que uno o varios de los supuestos bajo los cuales se hacen dichas proyecciones y otras estimaciones contenidas en este informe resulte inválido. 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. Por consecuencia, este informe no debe ser considerado un registro por parte de la Compañía ni de cualquier otra persona de que las proyecciones financieras serán alcanzadas. Potenciales inversionistas no deben contar con las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.

El desempeño pasado de la compañía no puede considerarse pauta 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.
- ▶ 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](#)