

Informe de Resultados Financieros

Desempeño Operacional

TGI sigue teniendo control y operando la red de gasoductos más grande de Colombia

- Gasoducto: 3,994 km, Capacidad: 784.9 Mmpcd
- Promedio de capacidad contratada en firme: 716.3 Mmpcd
- Cubre el 54% del mercado en Colombia

Desempeño Financiero

- Las capitalizaciones en Contugas a junio de 2018 suman USD\$12.9 millones.
- Se efectuó el pago de dividendos a GEB por un valor COP\$150,038 millones, el remanente se girará en octubre de 2018, teniendo en cuenta que el total decretado fue de COP\$300,077 millones.

1T
 acumulado a junio
2017² - 2018¹

Ingreso Operacional **(+6.5%)**
USD\$204.6 millones **USD\$218.0¹ millones**

Proyectos de Expansión

- **1 de junio** – Entró en operación el proyecto Cusiana Fase IV con su unidad de compresión N°8, ubicada en la estación de gas de Puente Guillermo (Puente Nacional – Santander) y con una capacidad adicional de transporte de 17 Mmpcd. Al cierre del periodo se firmaron contratos de transporte en firme con Gas Natural (15 Mmpcd para el periodo de junio de 2018 hasta diciembre 2024) y contratos de vigencias futuras con: Gases de Occidente, Emgesa, Organización Terpel, Alcanos de Colombia y Cogasen.
- **9 de junio** – El Cruce Subfluvial del Río Magdalena (La Dorada – Caldas y Guaduas – Cundinamarca) dio inicio a sus operaciones, eliminando el riesgo de desabastecimiento de 84 municipios y 8 departamentos del suroccidente del país.
- **14 de junio** – Entró en operación el Loop Armenia con 37 Km de longitud y una capacidad de 8.3 Mmpcd, abasteciendo 8 municipios del Quindío, 2 municipios del Valle del Cauca y empresas distribuidoras de la región.

Utilidad Operacional **(2.6%)**

USD\$126.1 millones **USD\$129.4 millones**

Utilidad Neta **(+11.6%)**

USD\$54.1 millones **USD\$60.4 millones**

¹ Acumulado a junio 2018: 1ro de enero al 30 de junio de 2018 (YTD 2018).
 2T 2018: 1ro de abril al 30 de junio de 2018.

² Acumulado a junio 2017: 1ro de enero al 30 de junio de 2017 (YTD 2017).
 2T 2017: 1ro de abril al 30 de junio de 2017.



Tabla N°1 - Indicadores relevantes financieros

	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingreso Operacional – USD\$ Mm	218.0	204.7	6.5
Utilidad Operacional - USD\$ Mm	129.4	126.1	2.6
EBITDA - USD\$ Mm	169.6	170.2	-0.4
Utilidad neta - USD\$ Mm	60.3	54.1	11.6
Calificación crediticia internacional:			
S&P - Oct. 31 17:	BBB-, estable		
Fitch - Oct.12 17:	BBB, estable		
Moody's – Ago. 01 17:	Baa3, estable		

Tabla N°2 - Indicadores relevantes operacionales

	2T 2018	2T 2017	Var %
Volumen transportado – Mmpcd	439.86	421.10	4.5
Capacidad contratada en firme – Mmpcd	716.27	687.00	4.3
Capacidad contratada en firme – Mm ³ d	20.28	19.45	4.3

Mercado de gas natural en Colombia

Tabla N°3 - Demanda de gas natural en Colombia

Sectores Demanda (GBTUD)	Colombia			Interior del País		
	2T 2018	2T 2017	Var %	2T 2018	2T 2017	Var %
Termoeléctrico	193.11	173.91	11.0	1.20	0.64	87.0
Residencial – comercial	189.58	186.68	1.6	153.91	150.85	2.0
Industrial – refinería	458.27	421.44	8.7	290.32	280.19	3.6
Vehicular – GNV	58.21	63.85	-8.8	46.98	49.35	-4.8
Petroquímico	17.77	19.38	-8.3	0.62	0.74	-15.2
Otros Consumos	47.08	36.03	30.7	42.79	34.76	21.9
Total	964.02	901.29	7.0	535.84	516.53	3.7

- ▶ Para el 2T 2018, el mercado de gas natural en Colombia presentó un aumento en su demanda total del 7%, comparado con el mismo periodo del año 2017, como resultado principalmente de la dinámica positiva de los sectores termoeléctrico y los que integran otros consumos.
- ▶ El rubro de otros consumos a nivel nacional experimentó un aumento del 30.7%, teniendo en cuenta que los siguientes son los sectores que integran este grupo: Transportadores de gas natural, regulado especial, asistencial especial, educativo, industrial exento y oficial. El segmento educativo reportó el mayor crecimiento para el periodo analizado con el 33.5%.
- ▶ Del total de la demanda en Colombia, al 2T 2018 el 56%, equivalentes a 536 GBTUD (Giga British Thermal Unit per Day) corresponden a la demanda interna del país, es decir, al mercado atendido por TGI.
- ▶ Respecto a la demanda al interior del país los sectores más representativos son el industrial – refinería y el residencial – comercial con el 54.2% y el 28.7% de participación sobre el total, respectivamente.

- ▶ El sector industrial – refinería, al interior del país creció el 3.6%, otros consumos 21.9% y el termoeléctrico 87%, lo cual excede las expectativas del mercado respecto a los crecimientos históricos, dándole a TGI la posibilidad de seguir profundizando en los mercados donde tiene presencia.

Resultados Financieros

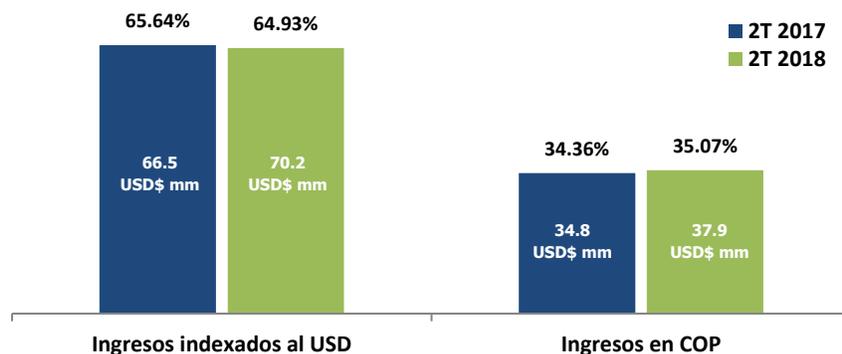
Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos al cierre del 30 de junio de 2017 (YTD 2017) y del 2018 (2T 2018 – YTD).

Ingresos

Los ingresos operacionales fueron USD\$218.0 millones YTD 2018, lo que representa un aumento del 6.5% respecto al YTD 2017. El comportamiento de los ingresos obedece principalmente a la entrada en funcionamiento del Loop Armenia con 37 Km de longitud y una capacidad de 8.3 Mmpcd, abasteciendo 8 municipios del Quindío, 2 municipios del Valle del Cauca y empresas distribuidoras de la región, lo cual genera un flujo de caja predecible a través de los cargos fijos de los contratos respectivos y estabilidad a futuro para ejecutar nuevos proyectos.

Así mismo, la entrada en el 1T 2018 del proyecto Cusiana – Apiay – Ocoa impacta positivamente el periodo analizado, generando mayores niveles de producción y crecimiento en la generación de ingresos en función de nuevos contratos. Finalmente, en el mes de junio se dio inicio al Proyecto Cusiana Fase IV.

Gráfico N°1 – Ingresos operacionales por moneda

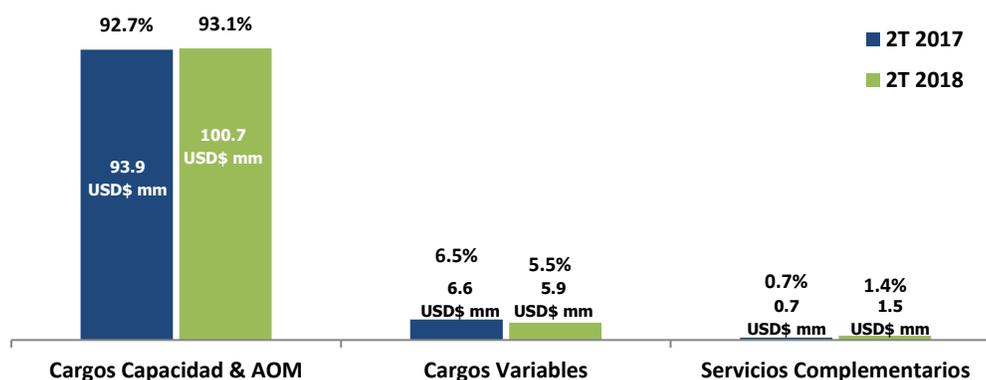


Teniendo en cuenta únicamente el periodo comprendido de abril a junio de 2018, del total de ingresos operacionales, USD\$70.2 millones provienen de las ventas denominadas al dólares y los USD\$37.9 millones restantes provienen de ventas denominadas en pesos colombianos. Los ingresos de los últimos doce meses alcanzaron el valor de USD\$426.6 millones, lo que implica un crecimiento del 4.5%, respecto a los UDM de 2017 al cierre de junio.

De acuerdo a lo anterior, los ingresos denominados en dólares presentaron un crecimiento del 5.6% durante el segundo trimestre de 2018 en comparación con el mismo periodo del año anterior, representando el 64.9% del total. Por su parte la porción denominada en pesos colombianos (35.1%), creció un 8.9% respecto al segundo trimestre de 2017, como consecuencia de la variación en los promedios de las tasas de cambio de los periodos comparados.

Así mismo, respecto a los ingresos operacionales por tipo de cargo, aproximadamente el 93.1% (USD\$100.7 millones) se derivaron de los cargos fijos establecidos en los contratos de transporte en “firme” entre abril y junio, reportando un crecimiento del 7.2% al compararlos con el mismo periodo del año anterior, por lo tanto, únicamente el 5.5% de los ingresos provienen de los contratos por cargos variables de transporte de gas natural, los cuales se ven afectados por las fluctuaciones en la demanda de dicho commodity, ubicándose en USD\$5.9 millones. El 1.4% restante, corresponde a los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios.

Gráfico N°2 – Ingresos operacionales por tipo de cargos



Costo de ventas

El costo de ventas cerró en USD\$77 millones, un crecimiento del 13.8% respecto al YTD 2017, resultado de: Estudios de impacto ambiental para el Proyecto LOOP Armenia; órdenes de mantenimiento y reparación de los servicios de inspección y diagnósticos de seguridad en la red de gasoductos; y entrada en operación de diferentes proyectos, entre los más importantes Loop Armenia, Proyecto Cusiana Fase IV (unidad de compresión N°8) y el Cruce Subfluvial del Río Magdalena.

Lo anterior generó una utilidad bruta de USD\$141 millones, comparada con el mismo periodo del año anterior, que cerró en USD\$137 millones, lo cual refleja un aumento del 2.9%. El margen bruto fue de 64.6%.

Gastos de administración y operacionales

Por su parte, los gastos de administración y operacionales en forma conjunta aumentaron en 6.5% al cierre de los primeros seis meses del año, debido al incremento de los servicios personales (crecimiento en la planta de personal como consecuencia de la entrada en operación de los proyectos mencionados en el apartado anterior) y las depreciaciones, amortizaciones y provisiones, así como la disminución de los impuestos.

Utilidad operacional

La utilidad operacional YTD 2018 creció 2.6% en comparación con el mismo periodo del 2017, como consecuencia de un mayor resultado en los ingresos operacionales (6.5%), asociado a mayores cargos fijos, menores suspensiones y una dinámica positiva en el control de los costos operativos, generando un margen operacional del 59.3%, el cual se ubica en niveles estables respecto a las cifras históricas.

Resultado no operacional

El resultado no operacional presenta un comportamiento favorable, dada la eliminación del impuesto al patrimonio, el cual estuvo vigente hasta el año 2017 y a la disminución en USD\$1.1 millones de la valoración de operaciones de cobertura, rubro que se excluye desde el 1T 2018. Respecto al gasto financiero y en concordancia con lo explicado anteriormente, se evidencia una reducción de un 14.6%, ubicándose en USD\$36.4 millones, teniendo en cuenta que es el rubro más representativo de los no operacionales.

Otros cargos

Respecto a la diferencia en cambio neta, ésta guarda correlación con el comportamiento de la tasa de cambio durante el periodo analizado y a la variación asociada con las partidas expresadas en pesos colombianos. Al comparar el cierre YTD 2017 con el YTD 2018, pasó de USD\$-12.4 millones a USD\$-0.3 millones, una mejora del 97.2%.

En cuanto al impuesto a la ganancia, pasó de USD\$26.7 millones a USD\$31.9 millones, un crecimiento del 19.6% respecto al mismo periodo del año anterior.

Utilidad neta

Como resultado de todo lo anterior, la utilidad neta YTD 2018 cerró en USD\$60.3 millones, un crecimiento del 11.6% respecto al YTD 2017, destacando la entrada en operación de nuevos proyectos y a la gestión y administración de costos y gastos, lo cual impactan de forma positiva el desempeño de cada uno de los negocios en curso y la generación de ingresos de la Compañía a largo plazo.

EBITDA

Tabla N°4 – EBITDA

	USD\$ Miles		COP\$ Miles	
	YTD 2018	YTD 2017	YTD 2018	YTD 2017
EBITDA	169,560	170,230	483,361,562	500,037,184
Margen EBITDA	77.77%	83.18%	77.84%	83.21%

El comportamiento del EBITDA refleja la rentabilidad y la sostenibilidad de la actividad operacional y del desarrollo del negocio de TGI, cerrando YTD 2018 en USD\$169.6 millones y en USD\$323.2 si se analizan los últimos 12 meses. Respecto al margen EBITDA, éste se mantiene y para el periodo analizado se ubicó en 77.8%.

Así mismo, los niveles históricos de EBITDA le dan a la Compañía flexibilidad y capacidad de crecimiento en término de proyectos, al estar por debajo de los límites de los covenants establecidos, tanto en el ratio Deuda Bruta Total/EBITDA, como en EBITDA/Gastos Financieros, como se mostrará más adelante.

Perfil de deuda

Tabla N°5 – Clasificación de rubros de deuda

	USD\$ Miles		USD\$	%
	2T UDM 2018	2T UDM 2017		
EBITDA	323,218	330,410	-7,192	-2.18
Deuda Total Neta	1,146,135	1,181,247	-35,112	-2.97
Deuda Senior Bruta	797,743	1,047,208	-249,465	-23.82
Deuda Total Bruta	1,167,743	1,417,208	-249,465	-17.60
Gastos Financieros	78,883	84,264	6,782	9.83

La deuda total bruta presenta una variación del 17.6%, debido a las siguientes operaciones que se efectuaron desde el 1T 2018: Prepago del crédito sindicado adquirido por la fusión con IELAH por USD\$44 millones (quedando un remanente de USD\$40 millones) y eliminación de las operaciones de cobertura.

Tabla N°6 - Estructura de deuda

Estructura de la deuda	Monto	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales	750	USD\$ Mm	5.700%	20-mar-2022
Inter-compañía - Subordinada	370	USD\$ Mm	6.125%	21-dic-2022
Crédito Sindicado	40	USD\$ Mm	Libor 6M + 2.25%	11-sep-2019
Leasing – Renting	10	USD\$ Mm	N/A	Largo Plazo

Tabla N°7 – Ratios de cobertura

		2T UDM 2018	2T UDM 2017
Deuda Total Bruta / EBITDA	OM: < 4,8	3.61x	4.29x
EBITDA / Gastos Financieros	OM: > 1,7	4.10x	3.92x

La compañía continúa cumpliendo con lo establecido en el Indenture de los Bonos 2022 en cuanto al indicador Deuda Total Bruta/EBITDA. Se aclara que este covenant está actualmente suspendido, debido a que se tiene calificación en grado de inversión por parte de al menos 2 de las 3 agencias calificadoras más importantes. De este modo la compañía alcanza a junio de 2018 un indicador Deuda Total Bruta/EBITDA de 3.61x y de EBITDA/Gastos Financieros de 4.10x.

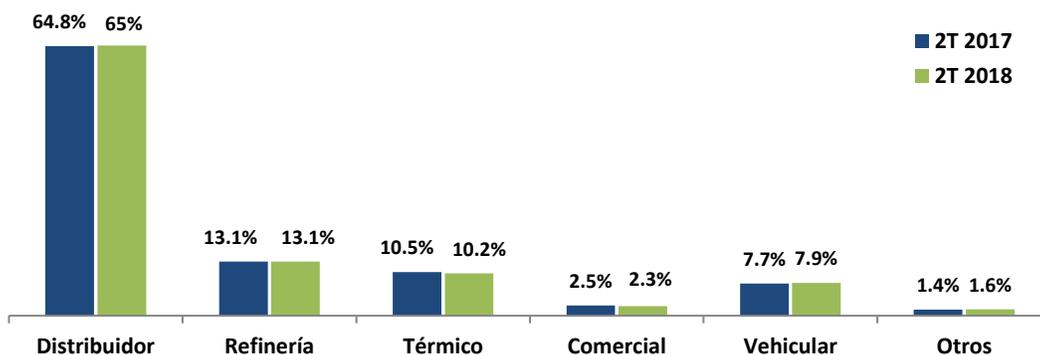
Desempeño Comercial

Ventas por sector

Durante el 2T 2018, el sector distribución, el cual incluye el consumo residencial, comercial, pequeñas industrias y algunos vehiculares, continúa siendo el principal generador de ingresos para la compañía, con una participación del 65% dentro del total.

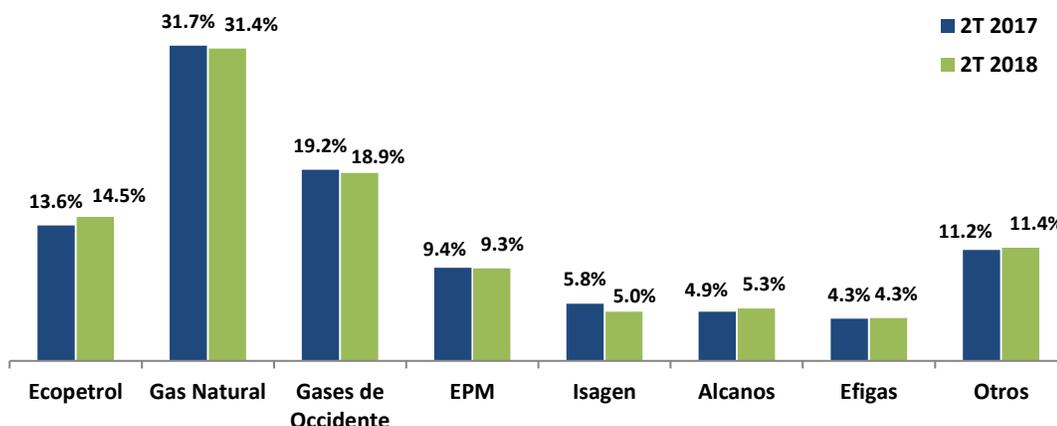
Los principales sectores atendidos por TGI tienen un consumo estable sin estacionalidad, siendo el 97% de sus contratos en firme y el 3% en Interrumpible; así mismo, los contratos en promedio están bajo una pareja 90% cargos fijos y 10% variables, aproximadamente.

Gráfico N°3 - Composición sectorial ingresos



Al cierre del 2T 2018, los principales clientes de TGI representaron aproximadamente el 80% de los ingresos operacionales totales y los sectores atendidos por la Compañía con mayor participación, aproximadamente el 98% de dicho rubro, resaltando que conservan patrones de consumo estables.

Gráfico N°4 - Ingresos por cliente



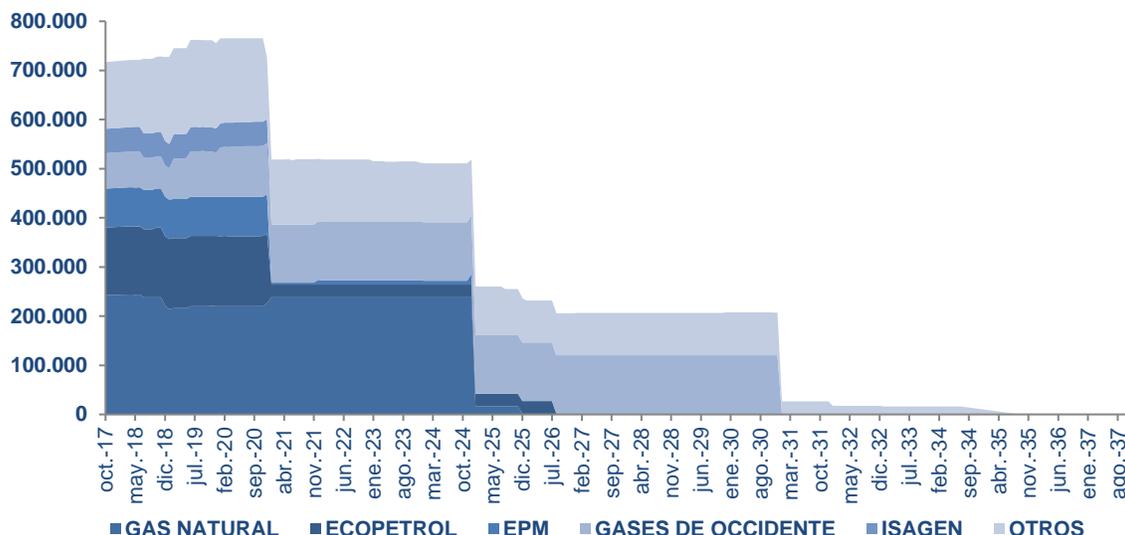
Estructura contractual

Tabla N°8 – Estructura de los contratos en firme

Período	Nº	Capacidad Contratada (Mmpcd)	Vida Remanente (promedio años)
2T 2017	1,109	687	8.14
2T 2018	1,704	716	7.68

Al 2T 2018, la capacidad contratada en firme mantiene niveles similares a los presentados en el periodo anterior, reportando 716 Mmpcd, con una variación del 4.2% respecto al 2T 2017, lo anterior como resultado de la gestión comercial de la compañía en la búsqueda de nuevos contratos. Del 2T 2017 al 2T 2018, pasaron de tenerse 1,109 contratos a 1,704, un crecimiento del 54%. Así mismo, finalizando el periodo analizado, la Compañía tiene contratado el 92% de su capacidad disponible.

Gráfico N°5 – Vida remanente de los contratos



Desempeño Operacional

La longitud total de la red de gasoductos de TGI es de aproximadamente 3,994 km, de los cuales 3,844 km son de su propiedad y están operados por TGI; los 150 km restantes, si bien están bajo su control y supervisión, son operados por el contratista, según lo establecido en el contrato de operación y mantenimiento. El sistema funciona principalmente con el gas natural proveniente de las cuencas Ballena / Chuchupa y Cusiana / Cupiagua.

Tabla N°9 - Volumen por transportador – Mmpcd

	2T 2018	Part. %	2T 2017	Part. %	%	Mmpcd
TGI	439.9	45.0	421.1	46.1	4.5	18.8
Promigas	369.3	37.8	339.9	37.3	8.6	29.4
Otros	168.3	17.2	151.0	16.6	11.4	17.3
Total	977.5	100	912.1	100	7.2	65.4

Del volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, TGI sigue siendo el principal actor con 439.9 Mmpcd, el segundo es Promigas con 369.3 Mmpcd, las dos Compañías tienen el 83%, lo cual corresponde al transporte de 809.2 Mmpcd.

Tabla N°10 - Indicadores operacionales seleccionados

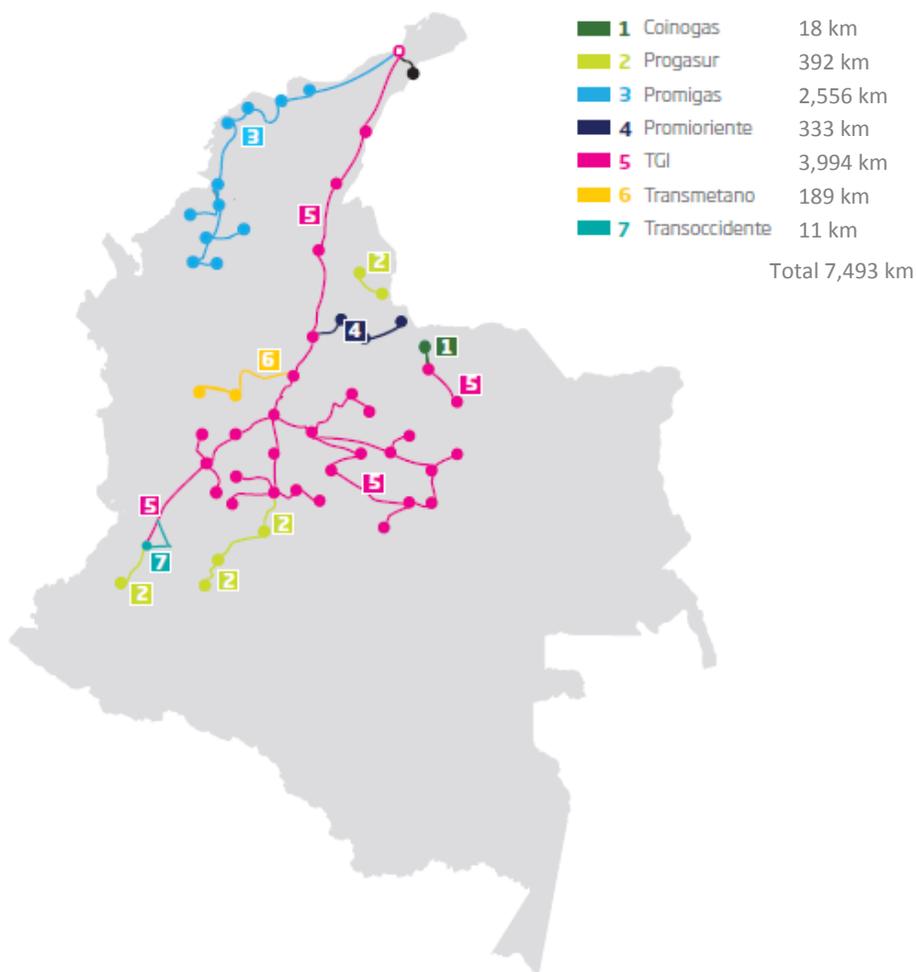
	2T 2018	2T 2017	Var %
Capacidad total - Mmpcd	784.9	753.8	4.1
Volumen transportado - Mmpcd	439.9	421.1	4.5
Factor de uso - %	50.8	53.35	-4.7
Disponibilidad - %	98.9	99.75	-0.8
Longitud gasoductos - Km	3,994	3,957	
Longitud gasoductos - Mi	2,482	2,459	

Tabla N°11 - Capacidad de transporte total del sistema TGI – 2T 2018

Por Tramo - Mmpcd	Capacidad Transporte
Ballena – Barrancabermeja	260.0
Mariquita – Gualanday	15.0
Boyacá – Santander	11.0
Cusiana – Porvenir	411.9
Cusiana – Apiay	64.2
Apiay – Usme	17.8
Morichal – Yopal	5.0
Sur de Bolívar	N/A
Total	784.9

De acuerdo con lo anterior, la actual red de gasoductos a nivel nacional cuenta con 7,493 km, resaltando que TGI mantiene el liderazgo del mercado respecto al transporte de gas natural en Colombia con el 53.3% de la infraestructura existente y 45.0% del volumen total transportado.

Mapa N°1 – Sistema nacional de transporte de gas natural



Fuente: Ecopetrol – Informe del Sector Gas Natural en Colombia 2017 Promigas

Las ampliaciones del sistema durante los últimos años y su mejoramiento operativo han contribuido al incremento de la capacidad de transporte. Finalmente, las pérdidas del sistema se mantienen por debajo del nivel máximo de 1% aceptado por la regulación llegando a 0% para al cierre del periodo analizado.

Finalmente, TGI tiene una participación del 31.42% en la compañía de distribución de gas natural peruana, Contugas, el restante 68.58% es propiedad de GEB. Dicha Compañía es la adjudicataria de una concesión con el estado peruano para operar y mantener una red de transporte de 291 km de gasoductos con una capacidad de 350 Mmpcd más 1,023 km en red de distribución en el sur del Perú -Departamento de Ica-. TGI hace la supervisión técnica operacional de esta compañía.

CAPEX Ejecutado

En cumplimiento con lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017, TGI declaró ante la CREG y la UPME el interés de ejecutar proyectos asociados al Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural susceptibles de ser ejecutados y que fueron definidos por la UPME mediante la Resolución 803 de 2017, los cuales se mencionan a continuación:

- Loop Mariquita – Gualanday
- Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena
- Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita

La UPME mediante la Resolución 280 de 2018 del 22 de junio de 2018, define el proyecto Compresor Ramal Jamundí – Aguas Abajo del nodo Pradera como un proyecto de IPAT prioritario y susceptible de ejecutarse en primera instancia por TGI SA ESP. Actualmente la Compañía está preparando la información necesaria para manifestar a la CREG el interés por ejecutarlo.

► Cusiana Fase IV

Aumentar la capacidad de transporte de gas natural en 58 Mmpcd entre Cusiana y Vasconia, con una construcción de 39,6 Km de loops de 30” de diámetro.

- Ampliación de la Estación de Compresión de Gas de Puente Guillermo.
- Adecuaciones de las Estaciones de Compresión de Gas de Miraflores y Vasconia.

Estatus

El 1 de junio entró en operación la unidad de compresión N° 8 con 17 Mmpcd. Así mismo, se reanuda el contrato para el suministro y puesta en marcha de una unidad de compresión para la Estación Puente Guillermo en Puente Nacional (Santander), adicionando un mes al plazo de ejecución.

Capex – USD\$70.7 millones

Capex Ejecutado 2T 2018 – USD\$5.85 millones

Ejecución – 33.5%

Entrada en Operación – 17 Mmpcd 2T 2018 y 41 Mmpcd 4T 2019

► Loop Armenia

Incremento de la capacidad en 8.28 Mmpcd a través de la construcción de un Loop de 37 Km aproximadamente de 8” de diámetro, paralelo a la línea de 6” existente. Permite abastecer gas a los municipios de Caicedonia y Sevilla en el departamento del Valle del Cauca, La Tebaida, Calarcá, Montenegro, Armenia, Quimbaya, Filandia, Circasia y Salento en el departamento de Quindío.

Estatus

El 14 de junio entró en operación el Loop Armenia con 37 Km de longitud, con una capacidad de 8.3 Mmpcd. Se prorrogaron los contratos de interventoría y construcción.

Capex – USD\$19.20 millones

Capex Ejecutado 2T 2018 – USD\$3.58 millones

Ejecución – 98.21%

Entrada en Operación – 2T 2018

► Reposición de Ramales

Reposición de 4 ramales por cumplimiento de vida útil normativa de acuerdo con la resolución CREG 126 de 2016. Reposición de los siguientes ramales del Sur de Bolívar, los cuales representan 16 Km de tubería (2" de diámetro) y 12 Km de tubería (4" de diámetro):

- Ramal Yarigüies - Puerto Wilches
- Ramal Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo
- Ramal Cantagallo – San Pablo
- Total Galán – Casabe – Yondó

Estatus

Se obtuvo el permiso sustracción de reserva el 1 de junio. Respecto a la Corporación Autónoma de Santander, se encuentran en proceso de negociación de predios 2/2 para remitir información requerida para permisos.

Capex – USD\$49 millones (Reposición USD\$17 millones y mantenimiento (USD\$32 millones)

Capex Ejecutado 2T 2018 – USD\$0.43 millones

Ejecución – 14.55%

Entrada en Operación – 2T 2019

► Expansión Cusiana Fase III

Aumento de la Capacidad Cusiana - Vasconia en 20 Mmpcd para atender el centro del País. Ingeniería básica, detalle, estudios ambientales, solicitud de permisos ambientales ante CAR's, procura de unidades de compresión, equipos y tubería, compensación ambiental y social, interventoría y construcción para la ampliación de las estaciones Miraflores, Puente Guillermo, Vasconia y adecuaciones Hub Vasconia.

Estatus

Se firmó una prórroga para el contrato de suministro de unidades de compresión con Shandong Kerui. Así mismo se liquidaron los contratos con Insurcol y Ferreimportaciones dial

Capex – USD\$31.59 millones

Capex Ejecutado 2T 2018 – USD\$1.75 millones

Ejecución – 97.13%

Entrada en Operación – 2T 2017

► Expansión Cusiana Apiay – Villavicencio – Ocoa

Construcción de dos nuevas estaciones de compresión de gas, la Estación Paratebueno sobre el Gasoducto Cusiana – Apiay y la Estación Villavicencio sobre el Gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa.

El proyecto aumentará la capacidad de transporte para atender la demanda de gas natural de remitentes que solicitaron capacidad de transporte Cusiana, Apiay y Villavicencio por 32 Mmpcd; de los 32 Mmpcd, 7.7 Mmpcd se desviarán por el gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa.

Estatus

Se realizó una prórroga al contrato de interventoría para el desarrollo, construcción y montaje de la puesta en operación de las estaciones de compresión de Paratebuena y Villavicencio.

Capex – USD\$48.26 millones

Capex Ejecutado 2T 2018 – USD\$8.77 millones

Ejecución – 99.7%

Entrada en Operación – 1T 2018

Anexos

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°12 – Estado de resultados

	Miles USD\$		Variación		Millones COP\$
	YTD 2018	YTD 2017	USD\$ Var	%	YTD 2018
Ingresos	218,016	204,652	13,364	6.5%	620,975
Costo de ventas	77,151	67,777	9,373	13.8%	219,079
Utilidad bruta	140,865	136,874	3,991	2.9%	401,896
<i>Margen Bruto</i>	64.61%	66.88%			64.72%
Gastos administración y operacionales	-11,485	-10,780	-705	6.5%	-32,163
<i>Servicios personales</i>	-3,851	-2,598	-1,253	48.2%	-10,953
<i>Impuestos</i>	-1,297	-3,275	1,978	-60.4%	-3,695
<i>Depreciaciones, amortizaciones y provisiones</i>	-2,163	-1,405	-758	54.0%	-5,547
<i>Otros gastos</i>	-6,190	-4,726	-1,464	31.0%	-17,551
<i>Otros ingresos</i>	2,016	1,224	792	64.7%	5,583
Utilidad operacional	129,380	126,094	3,286	2.6%	369,733
<i>Margen Operacional</i>	59.34%	61.61%			59.54%
Costos financieros	-36,387	-42,619	6,232	-14.6%	-100,506
Ingresos financieros	1,531	10,309	-8,778	-85.1%	4,316
Diferencia en cambio neta	-344	-12,398	12,054	-97.2%	-980
Participación en el resultado de asociadas	-1,906	-617	-1,289	208.9%	-5,429
Utilidad antes del impuesto de renta	92,274	80,769	11,505	14.2%	267,134
Impuesto a la ganancia	-31,930	-26,689	-5,241	19.6%	-91,142
Utilidad neta	60,344	54,080	6,264	11.6%	175,992

Tabla N°13 – Balance General

	Miles USD\$		Variación		Millones COP\$
	YTD 2018	YTD 2017	USD\$ Var	%	YTD 2018
Activos					
Activo Corriente					
Efectivo y equivalentes de efectivo	21,608	239,984	-218,376	-91.0%	63,330
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	54,964	48,288	6,676	13.8%	161,089
Activos por impuestos corrientes	24,206	27,808	-3,602	-13.0%	70,943
Inventarios	8,668	8,895	-227	-2.6%	25,404
Otros activos no financieros	3,087	3,792	-705	-18.6%	9,048
Total Activo Corriente	112,533	328,767	-216,234	-65.8%	329,814
Activo no Corriente					
Propiedades, planta y equipo	2,195,139	2,209,297	-14,158	-0.6%	6,433,512
Inversiones en asociadas y subordinadas	28,735	22,568	6,167	27.3%	84,215
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	10,436	9,223	1,213	13.2%	30,586
Activos intangibles	162,321	163,070	-749	-0.5%	475,730
Otros activos financieros	54	45	9	20.0%	158
Otros activos no financieros	6,572	5,266	1,306	24.8%	19,264
Activo por impuestos diferidos	29,021	22,675	6,346	28.0%	85,054
Total Activo No Corriente	2,432,278	2,432,144	134	0.01%	7,128,519
Total Activo	2,544,811	2,760,911	-216,100	-7.8%	7,458,333
Pasivos					
Pasivo Corriente					
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por pagar	15,725	9,377	6,348	67.7%	46,086
Pasivo por impuestos	42,801	42,863	-62	-0.1%	125,440
Beneficios a empleados	2,796	1,719	1,077	62.7%	8,195
Provisiones	10,812	13,684	-2,872	-21.0%	31,688
Otros pasivos financieros	37,107	37,751	-644	-1.7%	108,754
Cuentas por pagar a partes relacionadas	49,435	43,682	5,753	13.2%	144,884
Total Pasivo Corriente	158,676	149,076	9,600	6.4%	465,047
Pasivo No Corriente					
Cuentas por pagar a partes relacionadas	370,000	370,000	0	0.0%	1,084,396
Pasivos financieros	49,257	189,417	-140,160	-74.0%	144,363
Provisiones	38,302	38,432	-130	-0.3%	112,255
Pasivo por impuestos diferidos	408,707	430,035	-21,328	-5.0%	1,197,838
Bonos emitidos	748,486	748,126	360	0.05%	2,193,663
Otros pasivos	0	109,665	-109,665	-100.0%	0
Total Pasivo No Corriente	1,614,752	1,885,675	-270,923	-14.4%	4,732,515
Total Pasivo	1,773,428	2,034,751	-261,323	-12.8%	5,197,562
Patrimonio					
Capital social	703,868	703,868	0	0.0%	1,565,487
Prima en emisión de acciones	56,043	56,043	0	0.0%	196
Reservas	126,320	86,094	40,226	46.7%	320,276
Resultados acumulados	24,906	18,641	6,265	33.6%	107,035
Otras partidas de resultado integral	-139,754	-138,486	-1,268	0.9%	-957,743
Ajuste acumulado por conversión	0	0	0	0.0%	1,225,520
Total Patrimonio	771,383	726,160	45,223	6.2%	2,260,771
Total Pasivo y Patrimonio	2,544,811	2,760,911	-216,100	-7.8%	7,458,333

Anexo 2. Nota legal y aclaraciones

Este documento contiene palabras tales como “anticipar”, “creer”, “esperar”, “estimar”, y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica, 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, corresponde a proyecciones.

Las proyecciones de este informe se realizaron bajo supuestos relacionados con el entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, y tuvieron en cuenta riesgos que están por fuera del control de la Compañía. Las proyecciones son inciertas y se puede esperar que no se materialicen. También se puede esperar que ocurran eventos o circunstancias inesperadas. Por las razones anteriormente expuestas, los resultados reales podrían diferir en forma significativa de las proyecciones aquí contenidas. En consecuencia, las proyecciones de este informe no deben ser consideradas como un hecho cierto. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.

La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en este documento.

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

Anexo 3. Aclaraciones al informe

- ▶ A partir de 2015, la moneda funcional de TGI es el Dólar de Estados Unidos. Las cifras de 2016 y 2017 del estado de resultados en USD\$ se convierten a COP\$ con la TRM de la fecha que se contabilizan las diferentes partidas.
- ▶ Solo con propósitos informativos, hemos convertido las cifras de Capex 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:
 - TRM al 30 de junio de 2018: 2,930.80.
 - TRM al 30 de junio de 2017: 3,038.26.
- ▶ 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 tenerse en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.
- ▶ El EBITDA para un período determinado se calculó tomando la Utilidad operacional (o pérdida), agregándole la amortización de intangibles y la depreciación de activos fijos, para dicho período.

Gerencia de Financiamiento y Relación con Inversionistas
Email - ir@geb.com.co
www.grupoenergiabogota.com/inversionistas