

Informe de Resultados 1Q 2019

1Q

3 MESES
2018 - 2019

Ingresos operacionales (+7,3%)

USD\$109,9 millones **USD\$118,0 millones**

EBITDA (+4,8%)

USD\$91,6 millones **USD\$96,1 millones**

Utilidad Neta (+40,7%)

USD\$22,7 millones **USD\$31,9 millones**

*1Q 2018: 1ro de enero al 31 de marzo de 2018

*1Q 2019: 1ro de enero al 31 de marzo de 2019

Desempeño Financiero

- El 1 de enero se reconoce el efecto por la adopción de NIIF 16 en los estados financieros.
- Distribución de dividendos a los accionistas por USD\$90 millones.

Desempeño Estratégico

- Relacionamiento y diagnóstico de comunidades indígenas en el área de influencia del sector Ballena, Guajira.
- Visita con la ANLA para la evaluación del Gasoducto Buenaventura – Yumbo e inicio del diagnóstico ambiental de la ubicación de la Planta Regasificadora.
- Reunión con el Ministerio de Minas y Energía para revisar la propuesta de asignación de la estampilla al sector térmico.
- Naturgas: Se anunció exención de pico y placa para vehículos a gas y la bidireccionalidad Ballena-Barranca para la integración y desarrollo de los mercados de gas en el país.
- En el marco del Foro Semana, el Presidente de TGI destacó la importancia de la Planta Regasificadora para el futuro del gas en Colombia.

Desempeño Operacional

- Entrega de puntos de salida Floresta (Boyacá) y Paratebuena (Cundinamarca).
- Entrada en operación del realineamiento del gasoducto Gualanday Dina.
- Ingreso gas de Gibraltar al sistema de TGI a partir del 23 de febrero. Inicialmente se recibirán aproximadamente 6.500 MBTU (Miles de Unidades Térmicas Británicas) y está nominado por Vanti.

Novedades Regulatorias

- Definición de la agenda regulatoria CREG 2019:
 - ▶ Metodología de remuneración transporte de gas natural (II trimestre).
 - ▶ Plan de abastecimiento (IV trimestre).
 - ▶ Revisión reglas integración vertical (II trimestre).
 - ▶ Revisión de fuentes de información del WACC (IV trimestre).

Datos operacionales y financieros destacados

Tabla N°1 – Indicadores financieros relevantes

	1Q 2019	1Q 2018	Variación
Ingresos (miles USD\$)	117.960	109.917	7,3%
Utilidad operacional (miles USD\$)	74.622	70.709	5,5%
EBITDA (miles USD\$)	96.052	91.646	4,8%
Margen EBITDA	81,4%	83,4%	-2,0 pp
Utilidad neta (miles USD\$)	31.915	22.686	40,7%
Deuda total bruta / EBITDA*	3,5x	3,6x	-
EBITDA* / Gastos financieros*	3,8x	3,9x	-
Calificación crediticia internacional:			
S&P – Calificación Corporativa – Sep. 28 18:	BBB-, estable		
Fitch – Calificación Corporativa – Oct. 9 18:	BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – Abr. 22 19:	Baa3, estable		

Tabla N°2 – Indicadores operacionales relevantes

	1Q 2019	1Q 2018	Variación
Volumen transportado – Promedio Mpcd	466,1	425,6	9,5%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	712,0	704,1	1,1%

Mercado de gas natural en Colombia

Tabla N°3 – Demanda de gas natural

Sector	Colombia			Interior del País		
	1Q 2019	1Q 2018	Variación	1Q 2019	1Q 2018	Variación
Demanda (GBTUD)						
Termoeléctrico	226,2	221,1	2,3%	22,1	3,0	638,5%
Residencial – comercial	189,6	183,4	3,4%	151,1	144,2	4,8%
Industrial – refinería	439,1	446,3	-1,6%	291,4	295,3	-1,3%
Vehicular – GNV	55,1	56,9	-3,2%	43,4	44,5	-2,4%
Petroquímico	18,3	18,8	-2,7%	0,4	0,7	-45,4%
Otros Consumos	47,1	46,0	2,6%	42,8	40,4	6,0%
Total	975,4	972,4	0,3%	551,2	528,0	4,4%

- A nivel nacional la demanda aumentó 0,3%, del 1Q de 2018 al 1Q de 2019, equivalente a 3,0 GBTUD (Giga British Thermal Unit per-Day).
- El sector que más creció en términos de demanda a nivel nacional fue el residencial - comercial con 6,2 GBTUD (3,4%).
- El sector más representativo en Colombia es el industrial – refinería, con el 45,0% de la demanda total de gas natural.
- Entre el 1Q 2018 y 1Q de 2019, en el interior del país se presentó un aumento de 4,4% en la demanda de gas natural, equivalente a 23,2 GBTUD.
- En el interior del país, se destaca el comportamiento del sector termoeléctrico que creció en 19,1 GBTUD, lo cual tiene correlación con la reducción del volumen útil de embalses que se presentó iniciando el año.
- En el interior del país el sector más representativo es el industrial – refinería, con el 53,0% del total demandado.

*Corresponde al EBITDA y gastos financieros de los últimos doce meses (UDM).

Resultados Financieros

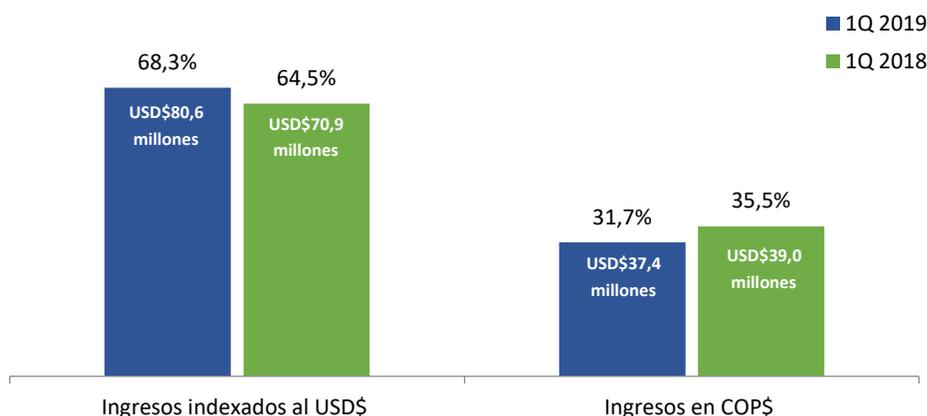
Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 1Q 2018 y del 1Q 2019 (3 meses).

Ingresos

Los ingresos en el 1Q 2019 fueron USD\$118,0 millones, lo que representa un aumento del 7,3% respecto al mismo periodo de 2018. El comportamiento de los ingresos obedece principalmente a:

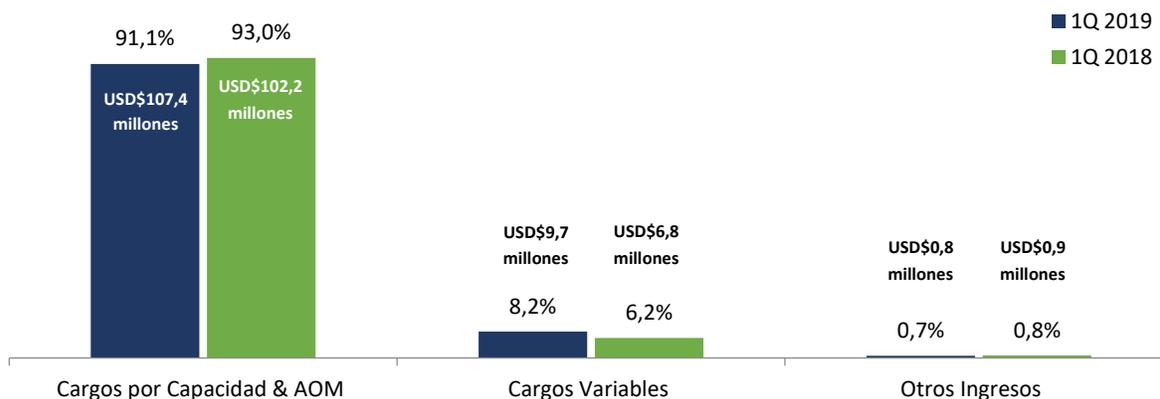
- ▶ Contratos asociados al proyecto Cusiana – Vasconia Fase 3.
- ▶ Incorporación de la tarifa del delta cargo por estampilla a los contratos por servicio de transporte, correspondientes a las obras del Loop Armenia.
- ▶ Disminución en horas de suspensión contractual por mantenimiento de remitentes.

Gráfico N°1 – Ingresos operacionales por moneda



Del total de ingresos, USD\$80,6 millones (68,3%) provienen de las ventas denominadas en dólares y los USD\$37,4 millones (31,7%) restantes provienen de ventas denominadas en pesos colombianos. Los ingresos denominados en dólares presentaron un crecimiento del 13,6% durante el primer trimestre de 2019 en comparación con el mismo periodo del año anterior, resultado de la revisión anual de la tarifa, incorporación de nuevos contratos, menores suspensiones y mayores volúmenes transportados. La porción denominada en pesos colombianos disminuyó 4,2%, como consecuencia de la variación en los promedios de las tasas de cambio de los periodos comparados.

Gráfico N°2 – Ingresos operacionales por tipo de cargos



Así mismo, respecto a los ingresos por tipo de cargo, aproximadamente el 91,1% (USD\$107,4 millones) se derivaron de los cargos fijos establecidos en los contratos de transporte en “firme” entre enero y marzo, reportando un crecimiento del 5,1% al compararlos con el mismo periodo del año anterior. Por lo tanto, únicamente el 8,2% (USD\$9,7 millones) de los ingresos provienen de los contratos por cargos variables, los cuales se ven afectados por las fluctuaciones en la demanda del *commodity*. El 0,7% restante corresponde a los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios.

Costo de operaciones

El costo de operaciones cerró en USD\$38,3 millones, un crecimiento del 12,3% respecto al 1Q 2018, resultado principalmente de variaciones en los siguientes conceptos:

- ▶ Costos de mantenimiento y reparación: Representan el 70% aproximadamente de la variación (excluyendo depreciaciones y amortizaciones), respondiendo al aumento en los servicios de integridad de gasoductos, mantenimiento de derecho de vía, gestión ambiental y reparación del cambio de revestimiento e infraestructura, en las estaciones y gasoductos de TGI a nivel nacional.
- ▶ Depreciaciones y amortizaciones: Activación de los proyectos ejecutados, lo cual incrementa la base de cálculo para el 1Q de 2019 frente a 2018.
- ▶ Costo de bienes y servicios: Incrementos asociados al gas combustible y a la gestión ambiental de la operación directa.
- ▶ Costos de personal: Incremento en la planta de personal misional y de apoyo.

Como consecuencia del comportamiento de los ingresos y el costo de operaciones, la utilidad bruta del 1Q 2019 fue USD\$79,6 millones, presentando un aumento del 5,1% respecto mismo periodo del año anterior. El margen bruto se ubicó en 67,5%.

Gastos de administración y operacionales

Por su parte, los gastos de administración y operacionales crecieron 36,8% % en el 1Q 2019 respecto al 1Q 2018, pasando de USD\$5,2 millones a USD\$7,1 millones, debido principalmente a:

- ▶ Depreciaciones, amortizaciones y provisiones (+91,0%): La variación está determinada por la aplicación de la NIIF 16, que entró en vigencia a partir de enero.
- ▶ Impuestos (+65,1%): Corresponde al incremento en el número de municipios donde se aplica el impuesto por Industria y comercio.
- ▶ Gastos generales (+30,1%): La variación está determinada principalmente por el rubro de honorarios profesionales, comunicaciones y por la renovación de las pólizas de seguros de la compañía.

Otros ingresos

Los otros ingresos pasaron de USD\$61 mil a USD\$2 millones (+3.234,4%), correspondiente principalmente a la recuperación de la provisión por concepto de la bonificación de metas por USD\$0,3 millones y a la recuperación de los costos del contrato de la Regasificadora por USD\$1,2 millones.

Utilidad operacional

La utilidad operacional en el 1Q 2019 creció 5,5% en comparación con el mismo periodo de 2018, como consecuencia de un mayor resultado en los ingresos (7,3%), asociado a mayores cargos en dólares y menores suspensiones. El margen operacional fue de 63,3%.

Resultado no operacional

Los no operacionales evidenciaron una disminución del 12,7%, al pasar de USD\$27,2 millones a USD\$23,8 millones del 1Q 2018 al 1Q 2019, respondiendo principalmente a las siguientes variaciones:

- ▶ Al comparar el cierre del 1Q 2018 con el 1Q 2019, el gasto por diferencia en cambio presentó una disminución del 42,8%, pasando de USD\$8,4 millones a USD\$4,8 millones, resultado de la apreciación del peso colombiano frente al dólar en los periodos analizados.
- ▶ Respecto a la participación en el resultado de asociadas, se reporta un crecimiento del 47,9% en la pérdida, al pasar de USD\$1,2 millones a USD\$1,8 millones del 1Q 2018 al 1Q 2019, respondiendo a la variación neta por valoración del método de participación patrimonial.
- ▶ Los ingresos financieros reportaron un crecimiento de 16,8%, equivalente a USD\$126,0 mil, como resultado de un incremento en la valoración de los CDT y un incremento en los intereses sobre depósitos en las cuentas de ahorro.

Impuestos

En cuanto al impuesto a la ganancia, pasó de USD\$23,5 millones a USD\$19,1 millones, al comparar el 1Q 2018 con el 1Q 2019, una disminución del 18,5%, como resultado de la eliminación de la sobretasa del impuesto de renta que para el año 2018 correspondía al 4,0% de la renta líquida. Así mismo, el gasto por depreciación fiscal es mayor, en función del cambio en las vidas útiles de los activos efectuado para el cierre del año 2018.

Por su parte, el impuesto diferido reportado para el 1Q 2019 fue de USD\$181 mil, una disminución del 93,2% respecto al mismo periodo del año anterior (USD\$2,7 millones), lo cual corresponde a:

- ▶ Los cambios introducidos con la ley 1943 de 2018, ya que la tarifa marginal utilizada para el cálculo de dicho impuesto pasó del 33,0% al 30,0%.
- ▶ En el marco de la ley de financiamiento, el Gobierno decidió cambiar la norma de subcapitalización, reduciendo la base para su cálculo y retomando la vida útil fiscal señalada en la norma de transición de la ley 1819 para los activos adquiridos con anterioridad al año 2017.

Utilidad neta

La utilidad neta del primer trimestre de 2019 cerró en USD\$31,9 millones, 40,7% más que el mismo periodo de 2018, respondiendo a la dinámica positiva en la generación de ingresos, al desempeño operacional y a los efectos tributarios presentados en el periodo analizado.

EBITDA

Tabla N°4 – EBITDA

	1Q 2019	1Q 2018	Variación
EBITDA	96.052	91.646	4,8%
Margen EBITDA	81,4%	83,4%	-2,0 pp

El comportamiento del EBITDA refleja la rentabilidad y la sostenibilidad de la actividad operacional y del desarrollo del negocio de TGI, cerrando el 1Q de 2019 en USD\$96,1 millones, un crecimiento del 4,8% respecto al 1Q 2018 y con un margen de 81,4%.

Así mismo, los niveles históricos de EBITDA le dan a la Compañía flexibilidad y capacidad de crecimiento en términos de proyectos, al tener tanto el indicador Deuda Total Bruta /EBITDA, como el de EBITDA/Gastos Financieros, dentro de las métricas crediticias adecuadas.

Perfil de deuda

Tabla N°5 – Rubros relevantes de deuda

	Miles USD\$			
	mar-19	mar-18	Variación USD\$	Variación
Deuda total neta	1.065.237	1.109.103	-43.865	-4,0%
Deuda senior bruta	800.390	798.468	1.921	0,2%
Deuda total bruta	1.170.390	1.168.468	1.922	0,2%
EBITDA UDM*	333.385	327.245	6.140	1,9%
Gastos financieros UDM*	86.710	83.474	3.236	3,9%

En cuanto a los rubros de deuda, durante el 1Q 2019 no se registran prepagos, ni variaciones significativas respecto al mismo periodo del año anterior.

Tabla N°6 – Perfil de la deuda

Estructura de la deuda	Monto	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales	750	USD\$ Mm	5,50%	1-nov-28
Inter-compañía - Subordinada	370	USD\$ Mm	6,13%	21-dic-22
Crédito Sindicado	40	USD\$ Mm	Libor 6M + 2,25%	29-ago-19
Leasing – Renting	10	USD\$ Mm	N/A	Largo Plazo

Tabla N°7 – Ratios de cobertura

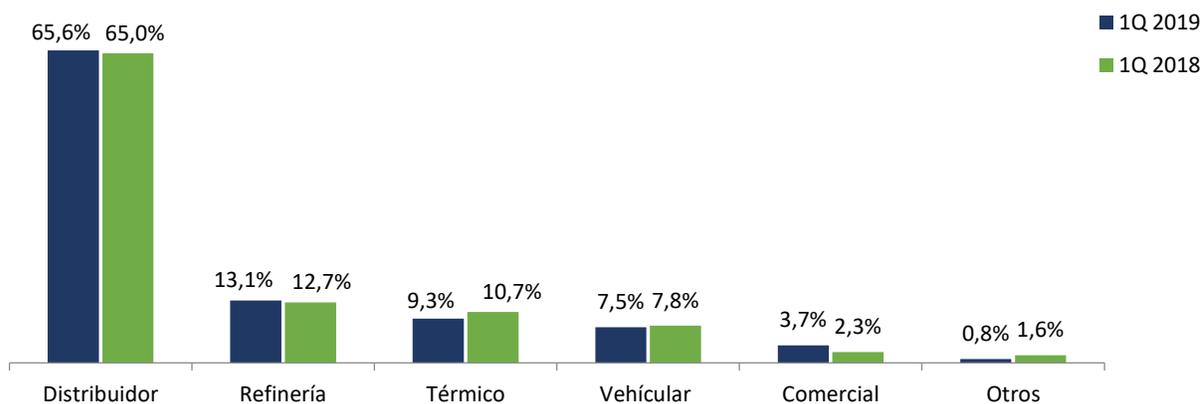
	mar-19	mar-18
Deuda total bruta / EBITDA*	3,5x	3,6x
EBITDA* / Gastos financieros*	3,8x	3,9x

El 22 de abril se realizó la revisión anual de calificación de los bonos 2028 por parte de Moody's Investor Services, emitiendo un *rating* de Baa3 con perspectiva estable, destacando el comportamiento positivo en la generación de ingresos y la baja volatilidad en los volúmenes transportados, como resultado de una demanda estable.

Desempeño Comercial

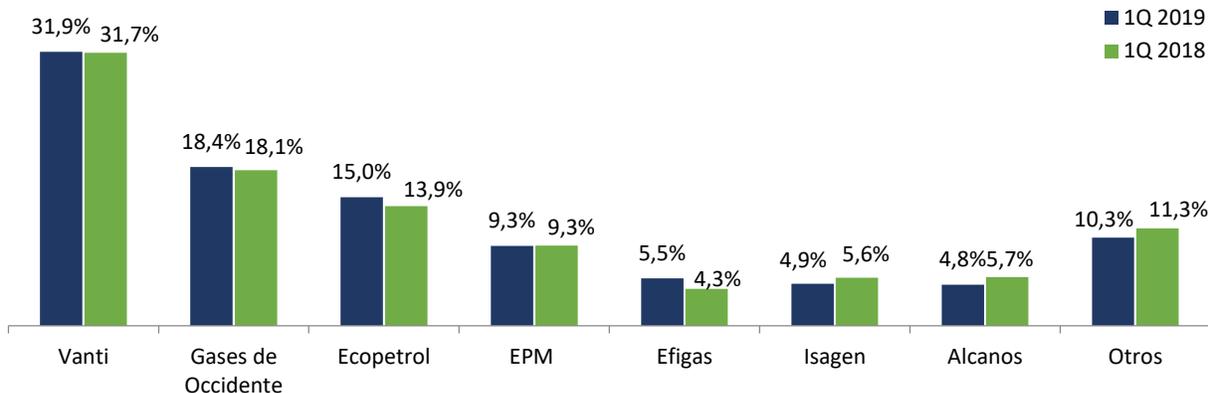
Ventas por sector

Gráfico N°3 - Composición sectorial ingresos



Los principales sectores atendidos por TGI tienen un consumo estable sin estacionalidad, representado en el 1Q 2019 por 93,0% de sus contratos en firme y 7,0% en interrumpibles; así mismo, los contratos en firme están en promedio bajo una pareja 90,0% cargos fijos y 10,0% variables, aproximadamente.

Gráfico N°4 - Ingresos por cliente



Durante el 1Q 2019, los sectores más representativos aportaron el 99,2% de los ingresos y los principales clientes representaron aproximadamente el 89,8% de dicho rubro, resaltando que conservan patrones de consumo estables.

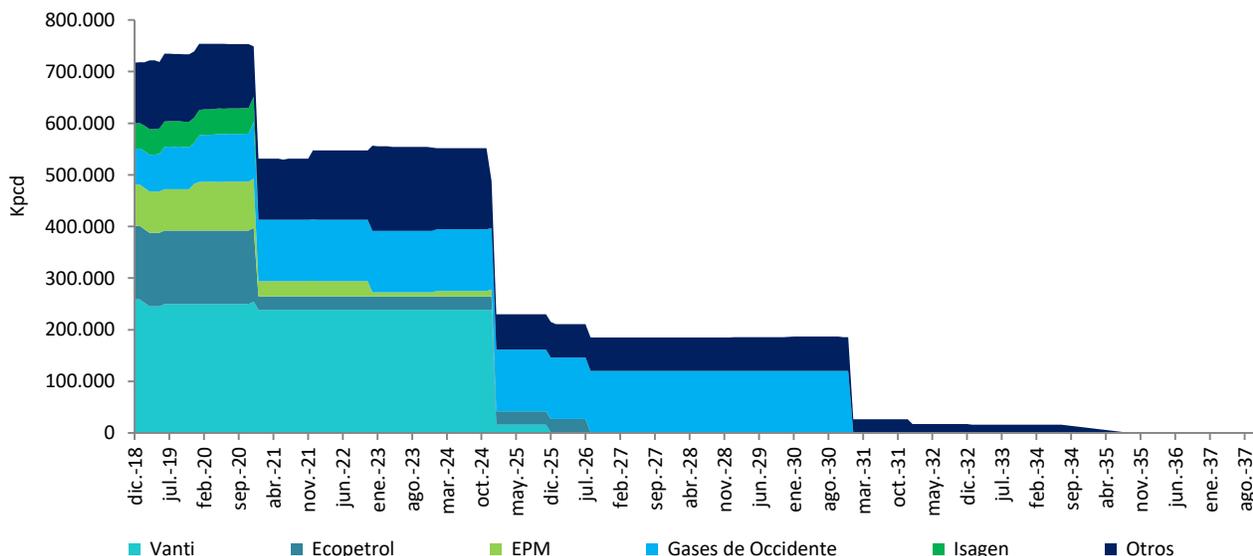
Estructura contractual

Tabla N°8– Estructura de los contratos en firme

Período	Nº de Contratos	Nº de Contratos	Nº de Contratos	Vida Remanente Contratos
	Vigentes	Vigentes - En Firme	Vigentes - Interrumpibles	en Firme (promedio años)
1Q 2019	1.056	984	72	7,3
1Q 2018	1.170	1.136	34	7,9

Del 1Q 2018 al 1Q 2019, pasaron de tenerse 1.170 contratos vigentes a 1.056. Así mismo, finalizando el periodo analizado, la Compañía tiene contratada el 93,0% de su capacidad disponible.

Gráfico N°5 – Vida remanente de los contratos



Al 1Q 2019, la capacidad contratada en firme creció 1,1% respecto a los niveles presentados en el mismo periodo de 2018, reportando 712,0 Mpcd, lo anterior como resultado de la entrada en operación de nuevos proyectos.

Desempeño Operacional

Tabla N°9 – Indicadores operacionales seleccionados

	1Q 2019	1Q 2018	Variación
Capacidad total - Mpcd	791,8	784,9	0,9%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	466,1	425,6	9,5%
Factor de uso	52,9%	50,0%	2,8 pp
Disponibilidad	100,0%	99,1%	0,9 pp
Longitud gasoductos - Km	3.994	3.957	0,9%

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 / Cupiguana.

Tabla N°10 – Volumen por transportador (Mpcd)

	1Q 2019	Participación	1Q 2018	Participación	Variación	Mpcd
TGI	466,1	53,5%	425,6	44,7%	9,5%	40,5
Promigas	364,3	41,8%	373,1	39,1%	-2,3%	-8,8
Otros	41,2	4,7%	154,3	16,2%	-73,3%	-113,1
Total	871,6	100,0%	953,0	100,0%	-8,5%	-81,4

Del volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, TGI sigue siendo el principal actor con 466,1 Mpcd, el segundo es Promigas con 364,3 Mpcd, las dos Compañías tienen el 95,3%, lo cual corresponde al transporte de 830,4 Mpcd.

Tabla N°11 – Capacidad de transporte total del sistema TGI – 1Q 2019

Por Tramo - Mpcd	Capacidad de Transporte
Ballena – Barrancabermeja	260,0
Mariquita – Gualanday	15,0
Gualanday - Neiva	11,0
Cusiana – Porvenir	412,0
Cusiana – Apiay	64,2
Apiay – Usme	17,8
Morichal – Yopal	11,8
Total	791,8

Proyectos en ejecución

► Cusiana Fase IV

Aumentar la capacidad de transporte de gas natural en 58,0 Mpcd 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.

Detalle de la ejecución:

- Inversión total del proyecto – USD\$92,3 millones
- Capex total ejecutado a la fecha – USD\$33,1 millones
- Capex total ejecutado 1Q 2019 – USD\$8,3 millones
- Avance Físico de Obra – 56,6%
- Entrada en operación – 1Q 2020

Inicialmente este proyecto tenía contemplada una inversión total de USD\$70,7 millones, presentando una diferencia de USD\$21,6 millones frente a lo reportado para este trimestre, la cual está fundamentada en las siguientes razones:

- Desarrollo progresivo del proyecto (ingeniería conceptual, básica y detalle) que, de acuerdo con el Modelo de Maduración y Creación de Valor, permite definir mejor el alcance y mayor exactitud en el estimado de costo. En particular cruces especiales y obras de geotecnia.
- Implementación en el proyecto del plan de mitigación y gestión de los riesgos basados en la ley 1523 y sus decretos reglamentarios (Decreto 2157 de 2017).
- Aumento de la cantidad de acero requerido, dado el mayor espesor especificado de la tubería asociado con la identificación detallada del trazado por cercanía con asentamientos urbanos, derechos de vías compartido con otra infraestructura de alto riesgo, escuelas y zonas de inestabilidad geotécnica, exigidas por norma (ASME B31.8).
- Exigencias del ANLA por cambio de norma de compensaciones ambientales, generando una compensación adicional del 30% sobre los factores multiplicadores en las áreas a intervenir. Mayor Inversión social por compensación social.
- Identificación de rescates arqueológicos producto de la Prospección, que generan mayores costos dadas las medidas de manejo requeridas por el ICANH.

► 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 Yarigüfes – Puerto Wilches
- Ramal Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo
- Ramal Cantagallo – San Pablo
- Total, Galán – Casabe – Yondó

Detalle de la ejecución:

- Inversión total del proyecto – USD\$11,6 millones
- Capex total ejecutado a la fecha – USD\$2,2 millones
- Capex total ejecutado 1Q 2019 – USD\$0,2 millones
- Avance Físico de Obra – 34,2%
- Entrada en operación – 3Q 2019

► Bidireccionalidad Ballena - Barrancabermeja

Adecuación de facilidades existentes para habilitar la bidireccionalidad Barranca-Ballena (Sin incluir interconexión con el gasoducto Ballena - Cartagena).

Detalle de la ejecución:

- Inversión total del proyecto – USD\$2,6 millones
- Capex total ejecutado a la fecha – USD\$0,2 millones
- Capex total ejecutado 1Q 2019 – USD\$0,1 millones
- Avance Físico de Obra – 22,8%
- Entrada en operación – 4Q 2019

Anexos

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°12 – Estado de Resultados

	Miles USD\$		Variación	
	1Q 2019	1Q 2018	USD\$ Var	%
Ingresos	117.960	109.917	8.043	7,3%
Costo de operaciones	-38.313	-34.109	-4.204	12,3%
Utilidad bruta	79.647	75.808	3.839	5,1%
<i>Margen Bruto</i>	67,5%	69,0%		-1,4 pp
Gastos administración y operacionales				
<i>Servicios personales</i>	-1.833	-1.716	-117	6,8%
<i>Gastos Generales</i>	-2.722	-2.092	-630	30,1%
<i>Impuestos</i>	-502	-304	-198	65,1%
<i>Depreciaciones, amortizaciones y provisiones</i>	-2.002	-1.048	-954	91,0%
<i>Otros ingresos</i>	2.034	61	1.973	3234,4%
Utilidad operacional	74.622	70.709	3.913	5,5%
<i>Margen Operacional</i>	63,3%	64,3%		-1,3 pp
Costos financieros	-18.042	-18.341	299	-1,6%
Ingresos financieros	875	749	126	16,8%
Diferencia en cambio neta	-4.822	-8.426	3.604	-42,8%
Participación resultado de asociadas	-1.767	-1.195	-572	47,9%
Utilidad antes del impuesto de renta	50.866	43.496	7.370	16,9%
Impuesto a la ganancia	-19.132	-23.487	4.355	-18,5%
Impuesto diferido	181	2.677	-2.496	-93,2%
Utilidad neta	31.915	22.686	9.229	40,7%

Tabla N°13 – Balance General

	Miles USD\$		Variación		Miles USD\$
	mar-19	dic-18	USD\$ Var	%	mar-18
Activos					
Activo Corriente					
Efectivo y equivalentes de efectivo	105.152	46.816	58.336	124,6%	59.366
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	57.319	55.850	1.469	2,6%	59.376
Activos por impuestos corrientes	7.611	0	7.611	0,0%	3.427
Inventarios	9.831	9.854	-23	-0,2%	9.224
Otros activos no financieros	5.320	2.144	3.176	148,1%	517
Total Activo Corriente	185.233	114.664	70.569	61,5%	131.910
Activo no Corriente					
Propiedades, planta y equipo	2.181.972	2.181.098	874	0,0%	2.194.288
Inversiones en asociadas y subordinadas	11.159	12.926	-1.767	-13,7%	20.154
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	10.205	9.560	645	6,7%	10.254
Activos intangibles	160.697	161.657	-960	-0,6%	162.922
Otros activos financieros y No Financieros	6.124	5.981	143	2,4%	6.897
Total Activo No Corriente	2.370.157	2.371.222	-1.065	-0,04%	2.394.514
Total Activo	2.555.390	2.485.886	69.504	2,8%	2.526.424
Pasivos					
Pasivo Corriente					
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por pagar	22.990	22.251	739	3,3%	17.254
Pasivo por impuestos	28.821	11.052	17.769	160,8%	30.140
Beneficios a empleados	2.314	3.717	-1.403	-37,7%	3.020
Provisiones	10.323	9.158	1.165	12,7%	10.741
Obligaciones financieras corrientes	39.644	39.464	180	0,5%	38.925
Otros pasivos financieros	28.543	11.468	17.075	148,9%	27.421
Otros pasivos	16.978	16.586	392	2,4%	113.096
Cuentas por pagar a partes relacionadas	94.214	3.660	90.554	2474,2%	240.596
Total Pasivo Corriente	243.827	117.356	126.471	107,8%	
Pasivo No Corriente					
Cuentas por pagar a partes relacionadas.	370.000	370.000	0	0,0%	370.000
Provisiones.	37.660	36.282	1.378	3,8%	39.820
Pasivo por impuestos diferidos	361.707	361.888	-181	-0,1%	381.387
Bonos emitidos	756.126	756.209	-83	-0,01%	748.394
Total Pasivo No Corriente	1.525.493	1.524.379	1.114	0,1%	1.550.751
Total Pasivo	1.769.320	1.641.735	127.585	7,8%	1.791.347
Patrimonio					
Capital social	703.868	703.868	0	0,0%	703.868
Prima en emisión de acciones	56.043	56.043	0	0,0%	56.043
Reservas	172.325	126.320	46.005	36,4%	126.320
Resultados acumulados	-3.524	100.566	-104.090	-103,5%	-12.753
Otras partidas de resultado integral	-142.642	-142.646	4	0,0%	-138.401
Total Patrimonio	786.070	844.151	-58.081	-6,9%	735.077
Total Pasivo y Patrimonio	2.555.390	2.485.886	69.504	2,8%	2.526.424

Tabla N°14 – Estado de Flujo de Efectivo

	Miles USD\$		Variación	
	mar-19	mar-18	USD\$ Var	%
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación				
Utilidad Neta	31.915	22.686	9.229	40,7%
Ajuste por:				
Depreciaciones y amortizaciones	22.438	20.780	1.658	8,0%
Diferencia en cambio no realizada	4.822	8.426	-3.604	-42,8%
Beneficios a empleados	20	25	-5	-20,0%
Costo amortizado (préstamos, depósitos)	-82	-76	-6	7,9%
Costo amortizado opción de compra BOMT	0	0	0	0,0%
Costo amortizado obligaciones financieras	83	91	-8	-8,8%
Valoración operaciones de cobertura	0	0	0	0,0%
Valoración obligación por desmantelamiento	851	767	84	11,0%
Impuesto diferido	-181	-2.677	2.496	-93,2%
Impuesto de renta	19.132	23.487	-4.355	-18,5%
Costos financieros	17.108	17.484	-376	-2,2%
Ingresos financieros	-793	-673	-120	17,8%
Valoración método de participación	1.767	1.195	572	47,9%
Pérdida, propiedades, planta y equipo	0	0	0	0,0%
Deterioro inventarios	1	218	-217	-99,5%
Deterioro cuentas por cobrar	1.026	0	1.026	0,0%
Recuperación de provisiones	-2.034	-54	-1.980	3666,7%
Provisiones	0	0	0	0,0%
Cambios netos en activos y pasivos de la operación				
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	-9.568	18.447	-28.015	-151,9%
Aumento en inventarios	362	219	143	65,3%
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	-3.124	1.679	-4.803	-286,1%
Disminución en otros activos financieros	0	0	0	0,0%
Disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-13.878	-17.481	3.603	-20,6%
Aumento (disminución) en otras obligaciones laborales	-1.760	568	-2.328	-409,9%
Disminución en otros pasivos financieros	9.305	-22.984	32.289	-140,5%
(Disminución) aumento en pasivos estimados y provisiones	-522	-3.184	2.662	-83,6%
Aumento pasivo impuestos	0	0	0	0,0%
Pago de intereses	-962	-13.705	12.743	-93,0%
Pago de intereses parte relacionadas	0	0	0	0,0%
Recaudo de intereses	895	550	345	62,7%
Impuestos Pagados	-4.797	-12.710	7.913	-62,3%
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	72.024	43.078	28.946	67,2%
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión				
Inversiones en asociadas	0	-5.671	5.671	-100,0%
Propiedad, planta y equipo	-13.271	-12.715	-556	4,4%
Intangibles	0	-827	827	-100,0%
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-13.271	-19.213	5.942	-30,9%

Tabla N°14 – Estado de Flujo de Efectivo

	Miles USD\$		Variación	
	mar-19	mar-18	USD\$ Var	%
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento				
Pago de dividendos	0	0	0	0,0%
Pago de obligaciones financieras	-417	-44.000	43.583	-99,1%
Obligaciones financieras adquiridas	0	0	0	0,0%
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-417	-44.000	43.583	-99,1%
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo				
Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	58.336	-20.135	-78.471	389,7%
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	46.816	79.501	-32.685	-41,1%
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	105.152	59.366	45.786	77,12%

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. Términos y definiciones

- ▶ Contrato con interrupciones o interrumpible: Contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro o transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte
- ▶ Contrato Firme o que garantiza firmeza: contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.
- ▶ BEO (Boletín Electrónico de Operaciones): Página web de libre acceso, que despliega información comercial y operacional relacionada con los servicios de un transportador, en la cual se incluyen los cargos regulados, los convenidos entre agentes del mercado, el ciclo de nominación, el programa de transporte, las ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, las cuentas de balance de energía y demás información que establezca el RUT.
- ▶ Kpcd: Miles de pies cúbicos por día.
- ▶ Mpcd: Millones de pies cúbicos por día.
- ▶ Promedio – Mpcd: Es el promedio del volumen transportado por día en el trimestre de estudio.
- ▶ GBTUD: Giga British Thermal Unit per-Day.
- ▶ MBTU: Miles de Unidades Térmicas Británicas.
- ▶ ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
- ▶ ASME: American Society of Mechanical Engineers.
- ▶ ICANH: Instituto Colombiano de Antropología e Historia.

Gerencia de Relación con el Inversionista
Email - ir@geb.com.co
www.grupoenergiabogota.com/inversionistas