



Comisión de Regulación de Energía y Gas

**GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO – AOM
EN LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

Orden de Servicios N° 120-2008-0095



ESTUDIO COMPLEMENTARIO
Versión Final

ORIGINAL

Bogotá D.C.; Julio 17 de 2009

**GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO – AOM
EN LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

ESTUDIO COMPLEMENTARIO
Versión Final

TABLA DE CONTENIDO

1. OBJETIVO GENERAL DEL ESTUDIO
2. CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE
3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE AOM REPORTADOS POR LOS AGENTES
 - 3.1. COSTO ANUAL PROMEDIO DEL AOM POR KILOMETRO DE GASODUCTO
 - 3.2. COSTO ANUAL PROMEDIO DEL AOM POR VOLUMEN DE GAS TRANSPORTADO
 - 3.3. COSTO ANUAL DEL AOM POR KILOMETRO – PULGADA DE GASODUCTO
 - 3.4. COSTO ANUAL DEL AOM POR KILOMETRO AGRUPADO POR AÑOS DE ANTIGÜEDAD DEL GASODUCTO
 - 3.5. CARACTERIZACIÓN DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN (EC) ASOCIADAS AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT)
 - 3.6. ANÁLISIS DEL GASTO DE AOM RECONOCIDO POR LA CREG PARA EL AÑO 2007 CON RESPECTO AL GASTO DE AOM TOTAL REPORTADO POR LOS AGENTES PARA EL PERÍODO 2004 A 2007
 - 3.7. ANÁLISIS DEL GASTO DE AOM TOTAL REPORTADO POR LOS AGENTES PARA EL PERÍODO 2004 A 2007 CON RESPECTO AL COSTO DE LA INVERSIÓN BASE RECONOCIDA A DIC. 31 DE 2007
4. GASTO ANUAL DE AOM DEL SISTEMA MODELO DE REFERENCIA

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES AL COSTO

- 5.1. COSTO AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL
- 5.2. COSTO AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DEL DIÁMETRO DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL
- 5.3. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DEL VOLUMEN PROMEDIO TRANSPORTADO DE 2002 A 2007 EN EL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL
- 5.4. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL
- 5.5. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DE LA ANTIGÜEDAD O TIEMPO DE SERVICIO DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL
- 5.6. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DEL “CLASS LOCATION”
- 5.7. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DE LA ACCESIBILIDAD AL GASODUCTO
- 5.8. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE ESTACIONES DE COMPRESIÓN
- 5.9. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE INCIDENCIAS DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTECNIA
- 5.10. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 EN FUNCIÓN DE MÁS DE UNA VARIABLE DE CARACTERIZACIÓN

6. CONCLUSIONES

INDICE DE TABLAS

- TABLA 1.1 : CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNT) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES – INCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS
- TABLA 1.2 : CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNT) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES – EXCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS
- TABLA 1.3 : CARACTERIZACIÓN DE INCIDENCIAS DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTÉCNIA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL
- TABLA 2.1 : COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR KM DE SISTEMA TRONCAL
- TABLA 2.2 : COSTO PROMEDIO DEL AOM SMC POR KM DE SISTEMA TRONCAL
- TABLA 3.1 : COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR VOLUMEN DE GAS TRANSPORTADO
- TABLA 3.2 : COSTO PROMEDIO DEL AOM SMC POR VOLUMEN DE GAS TRANSPORTADO
- TABLA 4.1 : COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR KM - PULGADA DE SISTEMA TRONCAL
- TABLA 4.2 : COSTO PROMEDIO DEL AOM SMC POR KM - PULGADA DE SISTEMA TRONCAL
- TABLA 5.1 : COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR KM AGRUPADO POR AÑOS DE ANTIGÜEDAD DEL SISTEMA
- TABLA 5.2 : COSTO PROMEDIO DEL AOM SMC POR KM AGRUPADO POR AÑOS DE ANTIGÜEDAD DEL SISTEMA
- TABLA 6.1 : CARACTERIZACIÓN DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN (EC) ASOCIADAS AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNT) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES
- TABLA 6.2 : COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR VOLUMEN DE GAS COMPRIMIDO
- TABLA 6.3 : COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR CAPACIDAD NOMINAL INSTALADA
- TABLA 7 : GASTO DE AOM RECONOCIDO PARA EL AÑO 2007
- TABLA 8 : RELACIÓN DEL GASTO DE AOM RECONOCIDO PARA EL AÑO 2007 CON RESPECTO AL GASTO DE AOM TOTAL REPORTADO POR LOS AGENTES PARA EL PERÍODO 2004 A 2007
- TABLA 9 : RELACIÓN DEL GASTO DE AOM TOTAL REPORTADO POR LOS AGENTES PARA EL PERÍODO 2004 A 2007 RESPECTO AL COSTO DE LA INVERSIÓN BASE RECONOCIDA
- TABLAS 10: COSTOS TOTALES ANUALES DEL SISTEMA MODELO DE REFERENCIA

ÍNDICE DE FIGURAS

- FIGURA 1 : ESQUEMA GENERAL DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL
- FIGURA 2.1: COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR KM DE GASODUCTO
- FIGURA 2.2: COSTO PROMEDIO DEL AOM SMC POR KM DE GASODUCTO
- FIGURA 3.1: COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR MPC TRANSPORTADO
- FIGURA 3.2: COSTO PROMEDIO DEL AOM SMC POR MPC TRANSPORTADO
- FIGURA 4.1: COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR KM-PULGADA DE GASODUCTO
- FIGURA 4.2: COSTO PROMEDIO DEL AOM SMC POR KM-PULGADA DE GASODUCTO
- FIGURA 5.1: COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR KM AGRUPADO POR ANTIGÜEDAD DEL GASODUCTO
- FIGURA 5.2: COSTO PROMEDIO DEL AOM SMC POR KM AGRUPADO POR ANTIGÜEDAD DEL GASODUCTO
- FIGURA 6.1: COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR MPCD DE GAS COMPRIMIDO
- FIGURA 6.2: COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR CAPACIDAD NOMINAL INSTALADA
- FIGURA 7 : RELACIÓN DEL GASTO DE AOM RECONOCIDO POR LA CREG PARA EL AÑO 2007 CON RESPECTO AL PROMEDIO ANUAL DEL GASTO DE AOM TOTAL REPORTADO POR LOS AGENTES PARA EL PERÍODO 2004 A 2007
- FIGURA 8 : PROMEDIO ANUAL DEL GASTO DE AOM REPORTADO POR LOS AGENTES PARA EL PERÍODO 2004 A 2007 EXPRESADO COMO PORCENTAJE DE LA INVERSIÓN BASE RECONOCIDA A DICIEMBRE 31 DE 2007
- FIGURA 9 : COSTO AOM TOTAL ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL
- FIGURA 10 : COSTO AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007, SIN MANTENIMIENTO CORRECTIVO, EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL, MENOR DE 200 KM.
- FIGURA 11 : COSTO AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 SIN COSTO DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO, EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL
(INCLUYENDO PUNTOS DESCARTADOS Y TRAMO MODELO DE 400 KM)
- FIGURA 12 : COSTO AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DEL DIÁMETRO PROMEDIO DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL – MODELO LINEAL
- FIGURA 13 : COSTO AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DEL DIÁMETRO PROMEDIO DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL – MODELO EXPONENCIAL

- FIGURA 14 : COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DEL VOLUMEN PROMEDIO TRANSPORTADO DE 2002 A 2007 POR EL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL
- FIGURA 15 : COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DEL VOLUMEN PROMEDIO TRANSPORTADO DE 2002 A 2007 POR EL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL, PARA VOLUMEN TRANSPORTADO MENOR QUE 240 MPCD
- FIGURA 16 : COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL
- FIGURA 17 : PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL, POR GRUPOS SEGÚN RANGOS DE LONGITUD
- FIGURA 18 : COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DE LA ANTIGÜEDAD DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL
- FIGURA 19 : PORCENTAJE DE GASTOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO EN EL TOTAL DE COSTO AOM, POR GRUPOS SEGÚN RANGOS DE AÑOS DE ANTIGÜEDAD
- FIGURA 20 : COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DEL PORCENTAJE DE LA CLASE CL 3 DEL CLASS LOCATION
- FIGURA 21 : COSTO DE AOM PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DEL PORCENTAJE DE TRAMO CON BUENA ACCESIBILIDAD
- FIGURA 22 : COSTO DE AOM PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE ESTACIONES DE COMPRESIÓN
- FIGURA 23 : COSTO DE AOM PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DE LA SUMA PONDERADA DE INCIDENCIAS DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTECNIA MAYORES DE \$100 MILLONES, PROMEDIO DE 2002 A 2007

ÍNDICE DE CUADROS

- CUADRO 1 : IDENTIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS CARACTERIZADOS
- CUADRO 2 : ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE AOM EN EL SNT POR RANGOS DE LONGITUD
- CUADRO 3 : ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE AOM EN EL SNT POR VOLUMEN DE GAS TRANSPORTADO
- CUADRO 4 : ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE AOM EN EL SNT POR RANGOS DE LONGITUD
- CUADRO 5 : ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE AOM POR ANTIGÜEDAD PARA EL SNT
- CUADRO 6.1 : ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE AOM POR MPCD COMPRIMIDO
- CUADRO 6.2 : ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE AOM CON RESPECTO A LA CAPACIDAD NOMINAL INSTALADA DE LAS ESTACIONES

ANEXOS

- ANEXO 1 : FORMULARIOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) Y LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN (EC)
- ANEXO 1.1 : FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL
- ANEXO 1.2 : FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DE INCIDENCIAS DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTÉCNIA
- ANEXO 1.3 : FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DE LAS ESTACIONES COMPRESORAS (EC) ASOCIADAS AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL
- ANEXO 2 : FORMULARIOS DILIGENCIADOS POR LOS AGENTES PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) Y LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN (EC)
- ANEXO 2.1 : FORMULARIOS DILIGENCIADOS POR LOS AGENTES PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) - INCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS
- ANEXO 2.2 : FORMULARIOS DILIGENCIADOS POR LOS AGENTES PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) - EXCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS
- ANEXO 2.3 : FORMULARIOS DILIGENCIADOS POR LOS AGENTES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE INCIDENCIAS DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTECNIA
- ANEXO 2.4 : FORMULARIOS DILIGENCIADOS POR LOS AGENTES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN (EC)
- ANEXO 3 : RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LOS AGENTES
- ANEXO 4 : CIRCULAR CREG 015 DE 2009

1. OBJETIVO GENERAL DEL ESTUDIO

Dando cumplimiento al requerimiento de la CREG, definido a través de la Orden de Servicio 120-2008-0095, la consultoría estructuró el presente informe, donde se desarrolla un nuevo análisis de sensibilidades, ajustado a partir de la información aportada por los Transportadores de gas natural a través de los formularios de encuesta adicionales, relacionados con los costos de los procesos típicos de AOM de un *Sistema de Transporte*, mediante los cuales se actualizaron los datos de referencia hasta el año 2007 y se realizaron los ajustes que los propios Transportadores y la Comisión estimaron convenientes, respecto de la información reportada con fecha de corte 2006.

El propósito específico del este informe es, por lo tanto, presentar de manera integral las simulaciones de sensibilidad a los gastos de AOM con la nueva información recolectada y plantear los resultados y conclusiones finales del estudio.

2. CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE

A partir de la información reportada por los agentes mediante los *Formularios Adicionales para Caracterización del Sistema Nacional de Transporte (SNT)*, los cuales se presentan en los **Anexos 1 y 2**, la Consultoría estructuró la nueva caracterización del sistema, la cual involucra los siguientes aspectos:

- Todos los agentes (excepto uno de ellos) suministraron la nueva información requerida para el periodo comprendido entre los años 2002-2007. *Promigas* notificó que por cambio de versión del software contable, no dispone de la información solicitada para los años 2002-2003, razón por la cual los análisis practicados no incluyen a este Transportador en dicho lapso de tiempo.
- Se observa la inclusión de nuevos tramos de troncales en algunos Transportadores: para el caso de *TGI*, los tramos Vasconia-La Belleza y La Belleza-Cogua; y para el caso de *Progasur*, suministró información correspondiente a la troncal Guandó-Fusagasugá.
- *Transgastrol* remitió información sobre su sistema de transporte, nueva para los propósitos de la consultoría, pues en los análisis anteriores no había suministrado datos.
- Dada la dificultad para establecer a priori los costos del mantenimiento correctivo de los sistemas de transporte, se plantearon dos cuadros de caracterización, uno de los cuales incluye el costo de dicho mantenimiento (**Tabla 1.1**) y otro donde tal costo se excluye (**Tabla 1.2**).
- De manera complementaria, la consultoría incluyó información relativa a la incidencia de obras civiles y de geotecnia en los costos AOM, mediante la determinación del número de eventos derivados de la materialización de amenazas, considerando cuatro rangos de costos, así: **Tipo 0**: < 100 millones de pesos; **Tipo 1**: ≥ 100 y < 250 millones de pesos; **Tipo 2**: ≥ 250 y < 500 millones de pesos; **Tipo 3**: > 500 millones de pesos. (**Tabla 1.3**).
- Se incluyó la información relativa a la composición porcentual apreciativa de la clase de localidad (*class location*) correspondiente a cada tramo del Sistema de transporte de acuerdo con los criterios del Código ANSI B31.8.
- La información relacionada con la antigüedad (fecha de entrada en operación y número de años en servicio) de cada sistema de transporte, fue extractada por la consultoría de las respectivas Resoluciones CREG para aprobación de Tarifas y posteriormente fue validada por los Transportadores.

- Vale la pena destacar que, aunque inicialmente se dispuso de información sobre un gran número de ramales, cuya información estadística debería permitir obtener una relación significativa de observaciones respecto de las variables objeto de análisis, esto no se evidenció en los análisis practicados, en virtud a la gran varianza que presentaron, de donde se dedujo que para el establecimiento de los costos de AOM, los ramales no son determinantes para propósitos de caracterización del SNT. En consecuencia, la nueva caracterización involucró, en términos generales, el análisis de las líneas troncales para cada sistema de transporte, a excepción del sistema de *Promigas*, cuya información remitida incorpora de manera integral sistemas troncales y ramales, aunque específicamente se solicitó reportar únicamente la correspondiente a sistemas troncales.
- La identificación de los sistemas troncales caracterizados se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro 1: Identificación de los Sistemas Caracterizados

EMPRESA	SISTEMA	SIGLA
A. TGI	1. Barranca - Sebastopol	T1A1
	2. Sebastopol - Vasconia	T1A2
	3. Vasconia - Mariquita	T1A3
	4. Mariquita - Gualanday	T1A4
	5. Gualanday - Neiva	T1A5
	6. Montañuelo - Gualanday	T1A6
	7. Vasconia – La Belleza	T1A7
	8. La Belleza - Cogua	T1A8
	9. Cusiana – El Porvenir	T2A1
	10. El Porvenir – La Belleza	T2A2
	11. Cusiana - Apiay	T3A1
	12. Apiay – Villabo - Ocoa	T3A2
	13. Apiay - Bogotá	T3A3
B. PROMIGAS	1. Ballena – La Mami	T1B
	2. La Mami - Barranquilla	T2B
	3. Barranquilla - Cartagena	T3B
	4. Cartagena - Sincelejo	T4B
	5. Sincelejo - Jobo	T5B
C. TRANSMETANO	1. Sebastopol - Medellín	TC
D. TRANSORIENTE	1. Barranca - Bucaramanga	TD
E. TRANSOCCIDENTE	1. Yumbo - Cali	TE
F. TRANSCOGAS	1. Cogua - Mosquera	TF
G. PROGASUR	1. Neiva - Hobo	T1G
	2. Flandes – Girardot - Ricaurte	T2G
	3. Guandó – Melgar - Fusa	T3G
H. TRANSGASTOL	1. Buenos Aires - Ibagué	T1H
	2. Chicoral – Espinal - Flandes	T2H

A nivel Nacional, en total, se logró la caracterización de 3.894 km de gasoductos (2.472 kilómetros de líneas troncales y 1.128 kilómetros de ramales, pertenecientes los últimos solo al sistema de *Promigas*), lo cual corresponde aproximadamente al 56.84 % del SNT, cifra que denota un alto nivel de representatividad de la información aportada y sustenta los resultados obtenidos en el *Estudio de 2008*.

La Figura 1 ofrece una ilustración esquemática del *Sistema Nacional de Transporte* (SNT) caracterizado por la consultoría a partir de la información aportada por los agentes.

FIGURA 1: Esquema General del Sistema Nacional de Transporte (SNT) de Gas Natural

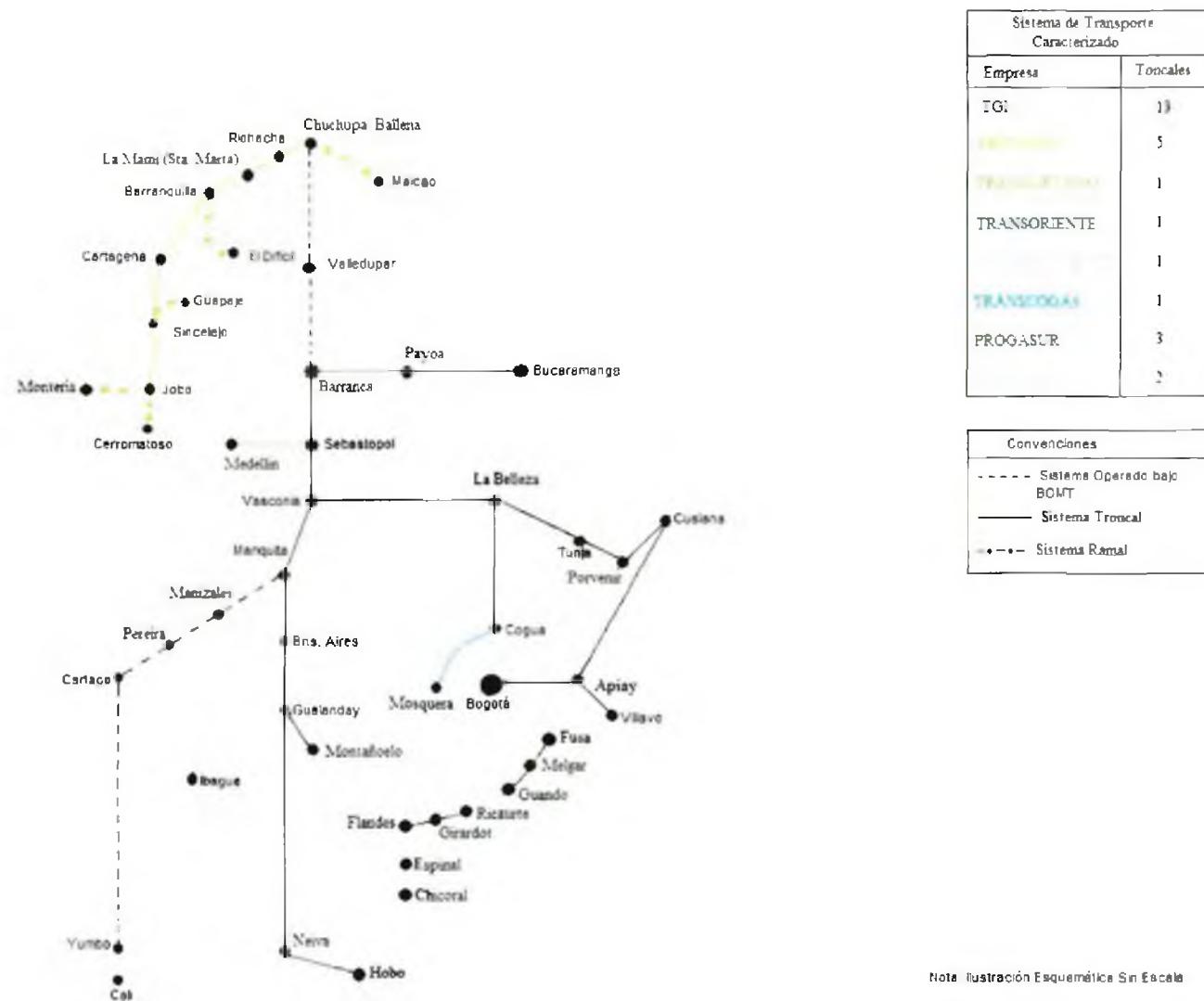


TABLA 1.1: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNT) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES INCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS

Empresa	Sistema	Ciclos	Nombre del Tramo	Diametro Promedio Punto de Entrada	Largo Total Punto de Entrada	Número Promedio Punto de Entrada	Capacidad Promedio Punto de Entrada (MPCD)	Volumen Promedio Transportado						Total Gastos de ACM del Tramo						Año de Entrada en Operación	Año de Finalización	Clase Location				Estaciones de Compresión				
								2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007			Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4					
A. TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR - TGA	TRONCALES	1. Centro Oriente	Medellín - Sebatián	111	25	198.6	151.2	151.3	135.5	111.8	139.5	5.94	1.722	4.485	4.573	4.516	4.144	1.001	10	0.95	0.00	0.15	0.30	0.10	0.50	0.10				
			Sebatián - Venecia	111	25	198.6	151.2	151.3	135.5	111.8	139.5	5.94	2.501	2.501	2.499	2.499	2.499	2.092	10	0.95	0.00	0.15	0.30	0.10	0.50	0.10				
			Venecia - Manizales	121	25	151.6	53.4	53.2	53.1	74.8	74.8	5.97	2.531	4.691	4.691	4.691	4.691	4.691	1.001	10	0.95	0.01	0.15	0.30	0.10	0.50	0.10			
			Manizales - Guadalupe	131	11	3.6	6.8	7.1	7.7	15.9	2.208	2.204	2.204	2.204	2.204	2.204	1.001	10	0.95	0.04	0.40	0.75	0.30	0.50	0.10					
			Guadalupe - Neiva	131	14	4.6	5.8	5.2	4.8	4.2	4.8	4.05	1.961	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	1.001	10	0.95	0.15	0.30	0.60	0.40	0.50	0.10			
			Neiva - Montebello - Guadalupe	131	13	6.6	7.3	7.3	7.1	4.7	5.14	5.01	4.934	4.159	4.159	4.159	4.159	4.159	1.001	10	0.95	0.27	0.55	0.30	0.30	0.50	0.10			
			Montebello - Guadalupe	131	10	4.6	5.8	5.2	4.8	4.2	4.8	4.05	1.961	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	1.001	10	0.95	0.07	0.33	0.60	0.30	0.50	0.10			
			Guadalupe - Cali	131	10	4.6	5.8	5.2	4.8	4.2	4.8	4.05	1.961	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	1.001	10	0.95	0.07	0.33	0.60	0.30	0.50	0.10			
			Cali - Bogotá	131	10	4.6	5.8	5.2	4.8	4.2	4.8	4.05	1.961	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	1.001	10	0.95	0.24	0.31	0.60	0.30	0.40	0.20			
			Total		111	10	4.6	5.8	5.2	4.8	4.2	4.8	4.05	1.961	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	31.890	26.864	26.864	26.205	26.073	26.111	1	1			
		2. Cusiana - La Bellera	Cusiana - El Peñón	21	21	42.1	42.3	42.3	42.0	147.0	147.0	1.221	2.125	2.125	2.125	2.125	2.125	2.000	10	0.92	0.08	0.12	0.30	0.10	0.40	0.30				
			El Peñón - La Bellera	21	21	31.1	40.1	37.4	34.4	122.2	122.2	9.001	13.345	13.345	13.345	13.345	13.345	8.736	20	0.95	0.00	0.02	0.08	0.20	0.35	0.45				
		3. Cusiana Apay Bogotá	Cusiana - Apay	31	30	15.5	16.1	17.2	16.9	21.5	21.5	3.451	3.141	2.22	4	3.008	3.733	3.733	3.733	3.733	3.733	1.001	10	0.94	0.03	0.03	0.30	0.10	0.50	0.10
			Apay - Villa del Rosario - Dízca	31	12	21.5	22.8	20.1	20.1	29.1	29.1	6.001	6.007	6.007	6.007	6.007	6.007	5.936	10	0.95	0.00	0.02	0.08	0.20	0.30	0.10				
			Apay - Línea	31	17	17.0	18.1	18.0	18.1	18.1	18.1	3.791	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.741	10	0.95	0.02	0.08	0.20	0.10	0.30	0.10				
			Total		301	10	4.6	5.8	5.2	4.8	4.2	4.8	4.05	1.961	3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	7.027	5.951	5.951	5.891	5.871	5.916	1	1			
		TOTAL TRONCALES TGA				1349																								
B. PROMIGAS	TRONCALES	1. Estación - La Mami	1.1 TRONCALES	BALLENA - LA MAMI	41	407	344.0	301.0	318.6	322.0	328.0	304.2	14.521	16.167	16.155	19.044	17.7	30	0.64	0.35	0.11	0.05	0.34	0.47	0.19	1				
				BALLENA	407																									
		2. La Mami Barranquilla	2.1 TRONCALES	A MAMI - BARRANQUILLA	16	467	347	314.0	295.0	264.0	411.0	312.0	298.5	17.445	22.057	25.474	25.348	197	30	0.33	0.27	0.40	0.05	0.48	0.34	0.14	1			
				BARRANQUILLA	467																									
		3. Barranquilla Cartagena	3.1 TRONCALES	BARRANQUILLA - CARTAGENA	10	385	129	257.0	240.0	241.3	204.8	215.1	207.1	13.149	12.476	16.055	20.245	186	20	0.64	0.15	0.31	0.02	0.38	0.00	0.30	1			
				CARTAGENA	385																									
		4. Cartagena-Sinclair	4.1 TRONCALES	CARTAGENA - SINCELEJO	8	430	40	23.9	27.6	26.5	24.9	24.8	26.5	4.445	5.147	4.506	5.584	1965	42	0.65	0.08	0.06	0.02	0.06	0.10	0.00	1			
				SINCELEJO	430																									
		6.1 TRONCALES	6.1 TRONCALES	SINCELEJO-JOBÓ	5	338	30	20.1	22.4	23.0	22.7	22.8	22.3	7.048	6.086	6.086	7.258	1985	42	0.65	0.07	0.06	0.02	0.06	0.30	0.70	1			
		TOTAL TRONCALES PROMIGAS				2.820																								
C. TRANSMETANO	TRONCALES	1. Transmetano	1.1 TRONCALES	Sebastopol - Medellín	12	146	75	13.4	16.5	19.4	22.6	28.9	34.8	5.961	7.126	4.554	6.557	4.661	6.919	1997	10	1.54	0.19	0.24	0.05	0.62	0.18	0.20	1	
				SEBASTOPOL	146																									
		2. Transmigas	2.1 TRONCALES	Transmigas	7	156	29	9.4	9.7	10.4	11.4	11.9	12.2	1.158	1.362	2.034	2.076	2.691	1997	10	0.95	0.08	0.06	0.01	0.10	0.60	0.30	1		
				TRANSMIGAS	156																									
		3. Transoriental	3.1 TRONCALES	Transoriental	7	156	29	9.4	9.7	10.4	11.4	11.9	12.2	1.158	1.362	2.034	2.076	2.691	1997	10	0.95	0.08	0.06	0.01	0.10	0.60	0.30	1		
				TRANSPORTE	156																									
		4. Transoccidente	4.1 TRONCALES	Transoccidente	16	11	69	21.3	22.2	24.8	26.2	20.9	34.0	7.471	8.014	1.083	9.04	9.02	9.00	1997	10	0.41	0.38	0.21	0.02	1.00	0.00	0.00	1	
				TRANSPORTE	11																									
		5. Transgás	5.1 TRONCALES	Transgás	20	60	75	42.0	40.5	53.0	52.6	79.2	81.6	2.292	2.028	2.287	2.795	2.889	3.019	2001	8	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0	
				TRANSGÁS	60																									
G. PROGASUR	TRONCALES	1. Gasoducto Sur	1.1 TRONCALES	Neiva - Hogo	8	51	4	0.71	0.61	0.6	0.61	0.71	256	205	264	262	261	274	1996	11	0.43	0.07	0.33	0.17	0.75	0.18	0.07	0		
				HOGO	51																									
		2. Flandes Ricaurte	2.1 TRONCALES	Flandes - Girardot - Ricaurte	5	121	1	0.1	0.4	0.6	0.7	1	256	299	264	262	261	274	1996	11	0.25	0.23	0.35	0.17	0.75	0.20	0.10	0		
				RICAURTE	121																									
		3. Guadalupe - Funes	3.1 TRONCALES	Guadalupe - Funes	3	261	1						6.1	227	207	0	0.29	0.18	0.27	0.27	0.60	0.50	0.30	0.10	0.50	0.10	0.00	0		
				FUNES	261																									
K. TRANS GASTOL	TRONCALES	1. Buenos Aires	1.1 TRONCALES	BUENOS AIRES - IBAGué	8	19	21	2.3	2.5	2.7	3.6	4.1	343	323	284	370	479	500	1998	10	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	0.00</td				

TABLA 1.2: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNT) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES EXCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS

Empresa	Sistema	Ductos	Nombre del Tramo	Largo del Tramo km	Volumen Promedio Transportado						Total Gastos de AOM del Tramo						Miles de Barriles por Año	Población en el 15 de 2000	Clas. Location	Accesibilidad	Estimaciones de Complejidad y Costo					
					Caudal Promedio Producción		Caudal Promedio Transporte		Caudal Promedio Consumo		Caudal Promedio Producción		Caudal Promedio Transporte		Caudal Promedio Consumo											
					2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007										
A. TRANSPORTADORA DEL INTERIOR - TGI					Barrancabermeja - Sebastopol	111	205	167	151	135	112	128	4.258	4.700	3.945	4	4.505	3.978	1.057	10	0.95	0.90	0.95	0.90		
					Sebastopol - Valverde	111	205	167	151	135	112	128	5.157	5.248	4.265	4.849	5	4.141	3.978	1.057	10	0.91	0.86	0.85	0.80	
					Villavicencio - Manizales	122	156	54	57	55	56	57	2.207	1.553	1.667	1.607	1.553	1.553	1.553	1.553	10	0.94	0.94	0.95	0.95	
					Manizales - Guatanday	121	155	6	7	7	8	12	3.460	3.267	3.267	3.267	3.267	3.267	3.267	3.267	10	0.94	0.94	0.95	0.95	
					Guatanday - Neiva	159	145	2	6	5	7	7	3.009	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	10	0.94	0.94	0.95	0.95	
					Montañita - Guatanday	56	130	2	2	2	2	7	4.214	3.544	3.544	3.544	3.544	3.544	3.544	3.544	10	0.94	0.94	0.95	0.95	
					Villavicencio - La Calera	120	50	41	31	20	25	25	5.204	5.204	5.204	5.204	5.204	5.204	5.204	5.204	10	0.94	0.94	0.95	0.95	
					La Calera - Bogotá	118	112	62	41	31	20	25	4.214	4.214	3.544	3.544	3.544	3.544	3.544	3.544	3.544	10	0.94	0.94	0.95	0.95
					Subtotal	821	821	821	821	821	821	821	21.461	20.678	24.116	26.656	27.820	24.321	1.057	10	0.97	0.91	0.91	0.90		
					Custiana - La Belleza	21	TRONCALES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.97	0.96	0.95	0.95	0.95
B. PROMIGAS					Custiana - La Belleza	21	TRONCALES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.97	0.96	0.95	0.95	0.95
					Subtotal	220	220	220	220	220	220	220	8.120	6.953	8.961	7.662	7.662	8.120	2.000	2	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	
					Custiana - Apay	31	TRONCALES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
					Subtotal	367	367	367	367	367	367	367	8.100	8.777	8.777	8.777	8.777	8.777	8.777	1	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	
					TOTAL GENERAL TGI	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	44.354	44.446	37.804	44.712	41.349	36.143	1.149	10	0.97	0.91	0.91	0.90	0.90	
					1. Sistema - La Maní	1.1	TRONCALES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
					Subtotal	462	462	462	462	462	462	462	12.365	12.365	12.365	12.365	12.365	12.365	12.365	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	
					2. I. Maní - Ramírez	2.1	TRONCALES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
					Subtotal	467	467	467	467	467	467	467	17.455	24.165	24.165	24.165	24.165	24.165	24.165	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	
					3. Barranquilla - Cartagena	3.1	TRONCALES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
					Subtotal	363	363	363	363	363	363	363	11.914	10.917	10.917	10.917	10.917	10.917	10.917	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	
					4. Cartagena - Sincelejo	4.1	TRONCALES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
					Subtotal	430	430	430	430	430	430	430	6.440	4.700	3.980	5.074	1.965	42	0.90	0.98	0.06	0.00	0.00	0.10	0.90	
					5. Sincelejo - Jabo	5.1	TRONCALES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
					Subtotal	338	338	338	338	338	338	338	5.962	5.407	5.113	1.745	1.965	87	0.45	0.47	0.08	0.00	0.00	0.30	0.70	
					TOTAL GENERAL PROMIGAS	1.602	1.602	1.602	1.602	1.602	1.602	1.602	1.602	1.602	1.602	1.602	1.602	1.602	1.602	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	
C. TRANSMETAN					IRONCAL	1	TRONCALES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
					Subtotal	148	148	148	148	148	148	148	8.648	7.118	5.960	8.482	6.482	6.482	6.482	6.482	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
					D. TRANSORIENTE	TRONCALES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
					Subtotal	156	156	156	156	156	156	156	1.146	1.362	2.046	1.961	2.053	1.961	1.961	1.961	1	0.77	0.16	0.06	0.01	0.10
					E. TRANSOCII.	TRONCALES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
					Subtotal	111	111	111	111	111	111	111	1.064	1.064	1.064	1.064	1.064	1.064	1.064	1.064	1	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
					F. TRANSCOGAS	TRONCALES	1	1	1	1 </																

TABLA 1.3: CARACTERIZACIÓN DE INCIDENCIAS DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTÉCNIA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL

Item	Sistema	Item	Ductos	Nombre del Tramo	INCIDENCIA DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTÉCNIA																							
					2002				2003				2004				2005				2006							
					Type 0	Type 1	Type 2	Type 3	Type 0	Type 1	Type 2	Type 3	Type 0	Type 1	Type 2	Type 3	Type 0	Type 1	Type 2	Type 3	Type 0	Type 1	Type 2	Type 3				
					(junto/total)				(junto/total)				(junto/total)				(junto/total)				(junto/total)							
A. TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR - TGI	1. Centro Oriente	1.1 TRONCALES		a. Barrancabermeja - Sebasípol	15	0	6	0	6	0	0	0	271	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
				b. Sebasípol - Vasconia	2	0	0	0	2	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
				c. Vasconia - Marquita	7	0	0	0	3	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1		
				d. Marquita - Guandalay	0	0	0	0	7	0	0	0	3	0	0	0	2	0	0	0	1	1	0	0	0	0		
				e. Guandalay - Neiva	11	0	0	0	9	0	0	0	17	0	0	0	4	0	0	0	4	0	0	0	0	0		
				f. Montañeo - Guandalay	1	0	0	0	29	0	0	0	26	0	0	0	17	2	0	0	0	0	0	0	0	0		
				g. Vasconia - La Belleza	1	0	0	0	29	0	0	0	26	0	0	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
				h. La Belleza - Conue	26	2	0	0	3	0	0	0	9	0	0	0	5	0	1	0	11	2	0	0	0	1		
				Subtotal	61	21	9	0	68	0	0	0	99	0	0	0	34	2	11	0	19	3	6	2	0	1		
	2. Cusiana	2.1 TRONCALES	La Belleza	a. Cusiana - El Porceño	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	1	0	0	
	b. El Porceño - La Belleza	17	0	0	0	14	1	1	0	16	0	0	0	10	0	0	0	11	4	0	0	21	0	1				
	Subtotal	17	1	0	0	14	1	1	0	16	0	0	0	10	0	0	0	11	4	0	0	21	0					
	3. Cusiana	3.1 TRONCALES	Aplay - Bogotá	a. Cusiana - Aplay	12	0	0	0	3	0	0	0	1	0	0	0	9	0	0	0	13	0	0	0	6	0	0	
	b. Aplay - Villavicencio - Ocoa	37	1	0	0	3	0	0	0	11	0	0	0	2	0	0	0	5	1	0	0	11	0	1				
	Subtotal	37	1	0	0	3	0	0	0	11	0	0	0	2	0	0	0	5	1	0	0	11	0					
	TOTAL GENERAL TGI					115	3	0	0	82	1	0	0	130	1	0	0	55	2	11	0	54	8	0	0	33	1	
B. PROMIGAS	1. Barranquilla	1.1 TRONCALES	RALLENA - LA MAMI	a. RALLENA - LA MAMI									6	0	0	0	37	0	11	0	22	0	0	2	15	0	0	
	Subtotal									6	0	0	0	37	0	11	0	22	0	0	2	15	0	0				
	2. La Mami	2.1 TRONCALES	Barrilla	a. LA MAMI - BARRANQUILLA									18	0	1	0	67	1	23	0	60	1	1	0	71	0	0	
	Subtotal									18	0	1	0	67	1	23	0	60	1	1	0	71	0	0				
	3. Barranquilla	3.1 TRONCALES	Cartagena	a. BARRANQUILLA-CARTAGENA									22	0	0	0	72	1	0	0	98	1	0	1	94	0	0	
	Subtotal									22	0	0	0	72	1	0	0	98	1	0	1	94	0	0				
	4. Cart. - Sincelejo	4.1 TRONCALES	Jobo	a. CARTAGENA - SINCELEJO									24	0	0	0	61	0	0	0	62	1	0	0	40	0	0	
	Subtotal									24	0	0	0	61	0	0	0	62	1	0	0	40	0	0				
	5. Sincelejo - Jobo	6.1 TRONCALES		a. SINCELEJO-JOB0									26	0	0	0	43	0	0	0	70	0	0	0	26	0	0	
	Subtotal									26	0	0	0	43	0	0	0	70	0	0	0	26	0	0				
	TOTAL GENERAL PROMIGAS					188	0	1	0	280	2	0	1	312	0	1	0	251	0	0	0	0	0	0	0	0		
C. TRANSMETANO	TRONCALES			a. Sebastopol - Medellín									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				TOTAL GENERAL TRANSMETANO									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				D. TRANSORIENTE									Barranca-Paya-Bucaramanga															
				TOTAL GENERAL TRANSORIENTE									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				E. TRANSOCCIDENTE									Troncal 16°															
				TOTAL GENERAL TRANSOCCIDENTE									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				F. TRANSCOGAS									Coque - Mosquera															
				TOTAL GENERAL TRANSCOGAS									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
G. PROGASUR	1. Gasoducto Sur	1.1 TRONCALES	Neiva - Hobo	a. Neiva - Hobo									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Subtotal									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	2. Flandes - Ricaurte	2.1 TRONCALES		a. Flandes - Girardot - Ricaurte									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Subtotal									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
H. TRANS GASTOL	3. Guaduas - Fusa	2.1 TRONCALES		a. Guaduas - Melgar - Fusagasugá									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Subtotal									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	TOTAL GENERAL TRANS GASTOL									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
TOTAL GENERAL SNT CARACTERIZADO					115	31	9	0	113	1	21	0	238	1	11	0	338	4	41	0	264	11	1	3	291	1	1	

NOTA: Ambas incidencias reportadas por TRANSMETANO fueron llevadas al ACTIVO como "Inversiones No Previstas", o sea no contabilizadas como gastos de AOM razón por la cual se excluyen del presente análisis.

3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE AOM REPORTADOS POR LOS AGENTES

La información reportada por los agentes, permitió realizar un análisis numérico y gráfico comparativo de los gastos de AOM para los sistemas de transporte, con respecto a distintas variables que posteriormente son objeto de análisis estadístico detallado en el numeral 5 sobre sensibilidades al costo.

3.1. COSTO ANUAL PROMEDIO DE AOM POR KILOMETRO DE GASODUCTO

- La **Tabla 2.1** presenta el costo anual promedio de AOM por kilómetro de gasoducto, en pesos de Diciembre 31 de 2007, calculado con la información reportada por los agentes para cada *Sistema de Transporte*, en el periodo 2002 a 2007, cuyos valores incluyen los costos por concepto de mantenimiento correctivo. En estas condiciones se obtiene un costo promedio de AOM por kilómetro para el SNT de M\$34,14 (Ver **Figura 2.1**).
- La **Tabla 2.2** presenta el costo anual promedio de AOM por kilómetro de gasoducto, en pesos de Diciembre 31 de 2007, calculado con la información reportada por los agentes para cada Sistema de Transporte en el periodo 2002 a 2007, cuyos valores excluyen los costos por concepto de mantenimiento correctivo. En estas condiciones se obtiene un costo promedio de AOM por kilómetro para el SNT de M\$31,18 (Ver **Figura 2.2**).
- El análisis de los gastos AOM por rangos de longitud para el SNT, arroja los siguientes resultados:

**Cuadro 2. Análisis de los Gastos de AOM en el SNT
por Rangos de Longitud**

Longitud del Tramo (km)	Tramos Troncales	Costo Promedio (M\$/km de 2007)	
		Total	SMC
≤ 100	T1A2, T1A6, T1A7, T2A1, T3A2, TE, TF, TIG, T2G, T3G, T1H y T2H	30,62	27,95
100 < y ≤ 200	T1A1, T1A3, T1A4, T1A5, T1A8, T2A2, T3A1, T3A3, TC y TD	37,55	35,43
> 200	T1B, T2B, T3B, T4B y T5B	35,75	30,45

- En general se observa una relación directa entre los costos de AOM y la longitud de los tramos de gasoducto, particularmente notoria en los dos primeros rangos, cuya disminución en el rango final será analizada en detalle en el capítulo de sensibilidades a los costos. Adicionalmente se percibe que la inclusión del mantenimiento correctivo representa un incremento aproximado del 9,5% en el costo promedio de AOM por kilómetro de gasoducto.

TABLA 2.1: COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR KILOMETRO DE SISTEMA TRONCAL

AÑO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Promedio
Troncales	(MCu\$ _{año} / km) - En Pesos Constantes de Diciembre 31 de 2007						
T1A1	67,75	52,89	47,20	46,07	43,77	36,94	49,10
T1A2	55,97	52,68	44,10	44,33	43,77	36,94	46,30
T1A3	57,99	52,70	43,19	43,91	43,77	38,34	46,65
T1A4	22,39	21,13	17,13	17,80	20,46	14,78	18,95
T1A5	35,67	31,61	26,45	26,81	27,20	22,16	28,32
T1A6	18,89	18,32	16,83	14,64	14,59	12,31	15,93
T1A7	59,90	57,60	52,20	64,80	47,65	39,47	53,60
T1A8	84,27	57,87	47,78	56,25	56,42	42,65	57,54
T2A1	35,40	32,96	25,94	42,30	33,50	25,22	32,55
T2A2	63,61	54,93	45,95	54,64	48,78	44,28	52,03
T3A1	30,77	25,89	22,40	32,58	25,22	25,33	27,03
T3A2	25,51	22,72	18,97	25,48	21,19	21,22	22,51
T3A3	41,25	28,46	24,83	33,22	28,04	30,66	31,08
T1B			43,06	45,70	43,03	47,97	44,94
T2B			43,63	52,72	67,66	54,87	54,72
T3B			40,10	36,29	46,53	53,44	44,09
T4B			17,64	13,34	11,29	13,13	13,85
T5B			24,36	20,00	18,58	21,71	21,16
TC	50,81	59,68	51,72	49,36	46,94	47,26	50,96
TD	9,76	10,70	15,00	14,26	16,16	17,26	13,86
TE	90,21	109,70	114,99	91,57	87,90	91,81	97,70
TF	50,74	37,77	44,52	51,36	51,62	50,87	47,81
T1G	6,64	7,26	6,73	6,16	7,59	4,64	6,50
T2G			10,80	9,66	8,93	15,16	11,14
T3G						3,33	3,33
T1H	23,95	21,06	17,70	22,02	27,02	31,40	23,86
T2H	2,53	3,38	9,42	5,52	7,14	9,04	6,17
PROMEDIO GENERAL							34,14

TABLA 2.2: COSTO PROMEDIO DEL AOM SMC POR KILOMETRO DE SISTEMA TRONCAL

AÑO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Promedio
Troncales	(MCol\$ _{ano} / km) - En Pesos Constantes de Diciembre 31 de 2007						
T1A1	55,95	52,54	41,66	43,91	43,71	36,36	45,69
T1A2	55,95	52,54	41,66	43,91	43,71	36,36	45,69
T1A3	55,95	52,54	41,66	43,91	43,71	36,36	45,69
T1A4	22,38	21,02	16,66	17,56	17,48	14,54	18,27
T1A5	33,57	31,52	24,99	26,35	26,22	21,81	27,41
T1A6	18,65	17,51	13,89	14,64	14,57	12,12	15,23
T1A7	59,78	56,14	44,51	46,92	46,70	38,85	48,82
T1A8	61,54	57,79	45,82	48,30	48,08	39,99	50,25
T2A1	35,38	32,96	25,92	31,94	27,03	23,74	29,49
T2A2	58,96	54,93	43,20	53,23	45,06	39,56	49,16
T3A1	29,06	25,89	21,61	29,04	24,15	24,11	25,64
T3A2	25,50	22,72	18,96	25,48	21,19	21,15	22,50
T3A3	31,87	28,39	23,70	31,85	26,48	26,44	28,12
T1B			37,74	39,01	32,99	42,28	38,00
T2B			36,02	41,65	55,48	51,25	46,10
T3B			36,33	31,76	37,34	45,07	37,63
T4B			14,78	11,39	9,18	11,93	11,82
T5B			20,60	17,82	16,22	20,18	18,71
TC	49,50	59,57	51,49	48,80	46,94	46,99	50,55
TD	9,68	10,70	14,94	13,86	15,39	16,41	13,50
TE	67,50	85,94	92,17	67,56	68,32	69,29	75,13
TF	50,74	37,77	44,52	51,36	51,62	50,87	47,81
T1G	6,56	6,61	6,64	6,16	7,29	4,22	6,25
T2G			10,80	9,66	8,93	14,91	11,08
T3G						3,33	3,33
T1H	23,95	21,06	17,70	22,02	27,02	31,40	23,86
T2H	2,53	3,38	9,42	5,52	7,14	9,04	6,17

PROMEDIO GENERAL 31,18

Figura 2.1: Costo Promedio del AOM Total por Km de Gasoducto

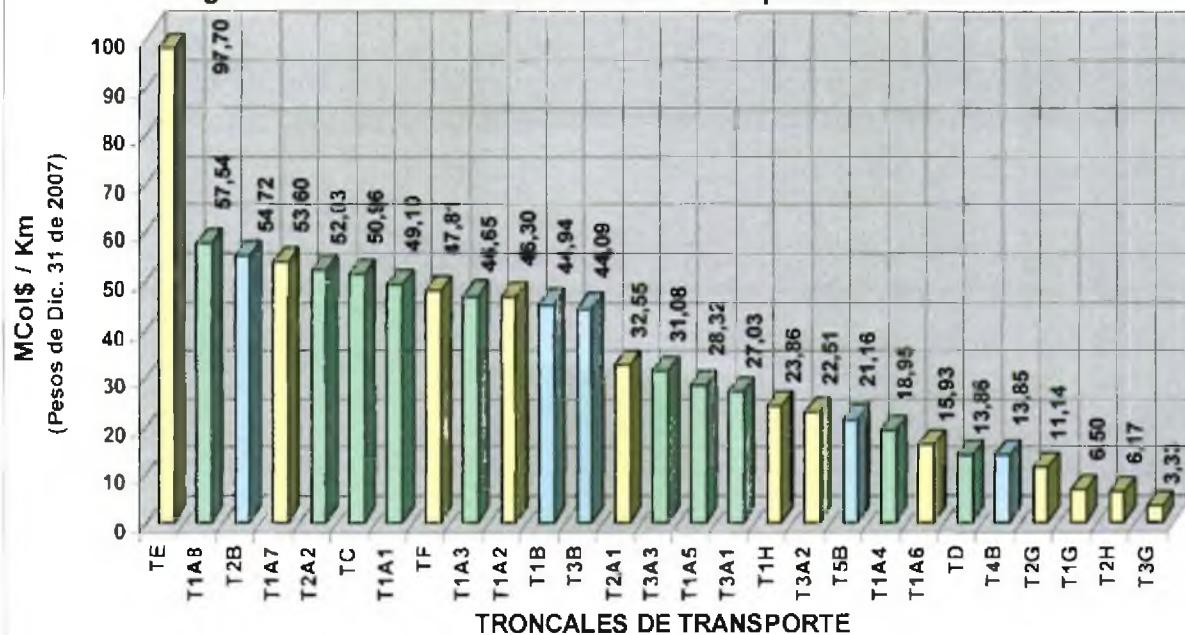
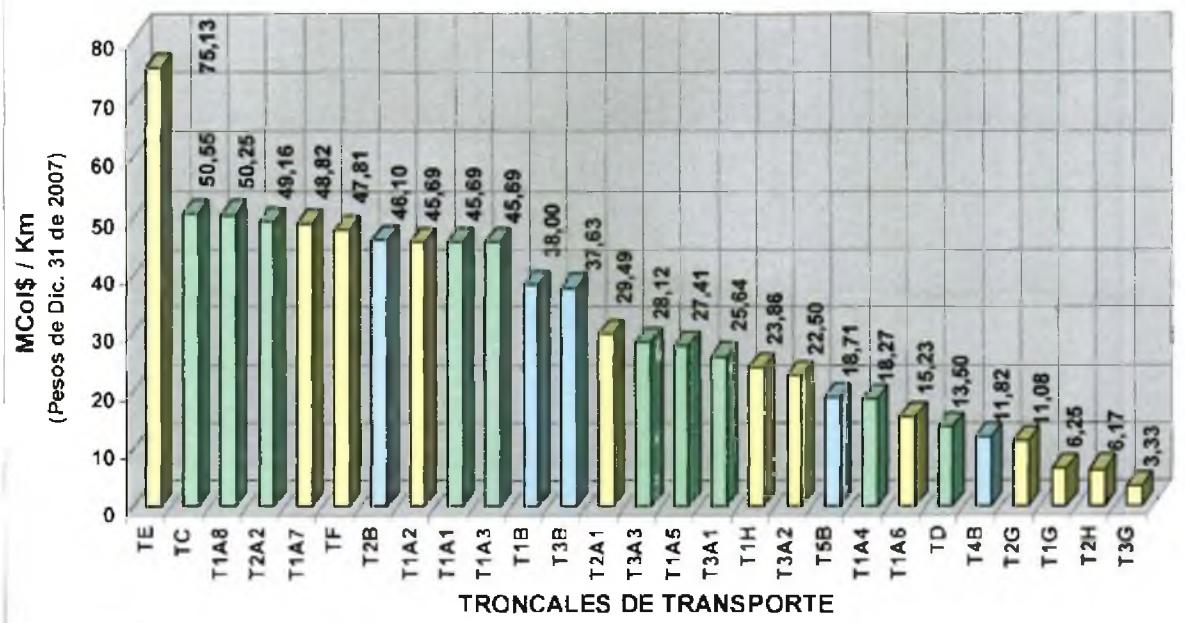


Figura 2.2: Costo Promedio del AOM SMC por Km de Gasoducto



3.2. COSTO ANUAL PROMEDIO DEL AOM POR VOLUMEN DE GAS TRANSPORTADO

- La Tabla 3.1 presenta el costo anual promedio de AOM por volumen de gas transportado, en pesos de Diciembre 31 de 2007, calculado a partir de la información reportada por los agentes para el periodo 2002 a 2007, cuyos valores incluyen los costos del mantenimiento correctivo. En estas circunstancias el costo promedio de AOM por millón de pie cúbico para el SNT es de M\$0,59 (Ver Figura 3.1).
- La Tabla 3.2 presenta el costo anual promedio del AOM por volumen de gas transportado, en pesos de Diciembre 31 de 2007, calculado a partir de la información reportada por los agentes para el periodo 2002 a 2007, cuyos valores excluyen los costos del mantenimiento correctivo. En estas circunstancias el costo promedio de AOM por millón de pie cúbico para el SNT es de M\$0,56 (Ver Figura 3.2).
- El análisis de costos de AOM en redes Troncales por rangos de volumen promedio anual transportado durante el periodo 2002 a 2007, arroja los siguientes resultados:

Cuadro 3: Análisis de los Gastos de AOM en el SNT por Volumen de Gas Transportado

Volumen de Gas Transportado (MPCD)	Tramos Troncales	Costo Promedio (M\$/MPC de 2007)	
		Total	SMC
≤ 10	T1A4, T1A5, T1A6, T1G, T2G, T3G, T1H y T2H	1,06	1,04
10 < y ≤ 50	T1A7, T3A1, T3A2, T3A3, T4B, T5B, TC, TD y TE	0,60	0,55
50 < y ≤ 100	T1A2, T1A3, T1A8, T2A1, T2A2 y TF	0,21	0,20
> 100	T1A1, T1B, T2B y T3B	0,17	0,15

Nota: Costos promedios en millones de pesos por millón de pie cúbico transportado: M\$_{dif}/MPCD = M\$/MPC

- Se percibe una relación inversa entre el volumen de gas transportado a través de los gasoductos, respecto de los costos de AOM de dicha actividad, cuyos valores se reducen en proporción al incremento de la cantidad que gas que se transporte. Por otra parte se observa que la inclusión de las actividades de mantenimiento correctivo, representa un aumento del 5,3% respecto del costo promedio de AOM por millón de pie cúbico transportado.

TABLA 3.1: COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR VOLUMEN DE GAS TRANSPORTADO

AÑO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Promedio
Troncales	(MCo\$ / MPC) - En Pesos Constantes de Diciembre 31 de 2007						
T1A1	0,12	0,11	0,10	0,10	0,12	0,08	0,11
T1A2	0,08	0,09	0,09	0,10	0,18	0,12	0,11
T1A3	0,37	0,34	0,28	0,26	0,22	0,18	0,27
T1A4	1,45	1,13	0,88	0,84	0,89	0,54	0,96
T1A5	3,15	2,31	2,14	2,47	2,22	2,05	2,39
T1A6	0,29	0,25	0,24	0,21	0,21	0,27	0,24
T1A7	0,37	1,30	3,01	0,84	0,21	0,20	0,99
T1A8	0,64	0,39	0,30	0,29	0,23	0,14	0,33
T2A1	0,00	0,07	0,04	0,04	0,02	0,01	0,03
T2A2	0,00	0,92	0,59	0,37	0,19	0,13	0,37
T3A1	0,82	0,67	0,52	0,71	0,49	0,43	0,61
T3A2	0,12	0,10	0,08	0,10	0,07	0,07	0,09
T3A3	0,78	0,51	0,42	0,62	0,52	0,53	0,56
T1B			0,15	0,16	0,15	0,18	0,16
T2B			0,19	0,22	0,28	0,24	0,23
T3B			0,18	0,15	0,20	0,23	0,19
T4B			0,71	0,55	0,47	0,54	0,57
T5B			1,00	0,83	0,76	0,91	0,88
TC	1,56	1,49	1,10	0,90	0,67	0,56	1,05
TD	0,45	0,49	0,63	0,55	0,60	0,62	0,56
TE	0,13	0,15	0,14	0,11	0,09	0,08	0,12
TF	0,20	0,16	0,14	0,14	0,11	0,10	0,14
T1G	1,45	1,63	1,56	1,36	1,57	0,90	1,41
T2G			3,75	0,85	0,47	0,75	1,46
T3G						1,15	1,15
T1H	0,61	0,48	0,37	0,43	0,40	0,39	0,44
T2H	0,61	0,48	0,39	0,43	0,40	0,39	0,45
PROMEDIO GENERAL							0,59

TABLA 3.2: COSTO PROMEDIO DEL AOM SMC POR VOLUMEN DE GAS TRANSPORTADO

AÑO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Promedio
Troncales	(MCoI\$ / MPC) - En Pesos Constantes de Diciembre 31 de 2007						
T1A1	0,10	0,11	0,08	0,10	0,12	0,08	0,10
T1A2	0,08	0,09	0,08	0,10	0,18	0,12	0,11
T1A3	0,36	0,34	0,27	0,26	0,22	0,17	0,27
T1A4	1,45	1,12	0,86	0,83	0,76	0,53	0,93
T1A5	2,97	2,30	2,02	2,43	2,14	2,01	2,31
T1A6	0,28	0,24	0,19	0,21	0,21	0,26	0,23
T1A7	0,37	1,27	2,56	0,61	0,21	0,19	0,87
T1A8	0,47	0,39	0,29	0,25	0,19	0,13	0,29
T2A1	0,00	0,07	0,04	0,03	0,02	0,01	0,03
T2A2	0,00	0,92	0,55	0,36	0,18	0,12	0,35
T3A1	0,77	0,67	0,51	0,64	0,46	0,41	0,58
T3A2	0,12	0,10	0,08	0,10	0,07	0,07	0,09
T3A3	0,60	0,51	0,40	0,59	0,49	0,46	0,51
T1B			0,13	0,14	0,11	0,16	0,13
T2B			0,16	0,17	0,23	0,22	0,20
T3B			0,16	0,13	0,16	0,19	0,16
T4B			0,60	0,47	0,38	0,49	0,49
T5B			0,84	0,74	0,67	0,85	0,77
TC	1,52	1,49	1,09	0,89	0,67	0,56	1,04
TD	0,45	0,49	0,63	0,53	0,57	0,59	0,54
TE	0,10	0,12	0,11	0,08	0,07	0,06	0,09
TF	0,20	0,16	0,14	0,14	0,11	0,10	0,14
T1G	1,43	1,49	1,54	1,36	1,51	0,82	1,36
T2G			3,75	0,85	0,47	0,74	1,45
T3G						1,15	1,15
T1H	0,61	0,48	0,37	0,43	0,40	0,39	0,44
T2H	0,61	0,48	0,39	0,43	0,40	0,39	0,45
PROMEDIO GENERAL							0,56

Figura 3.1: Costo Promedio del AOM Total por MPC Transportado

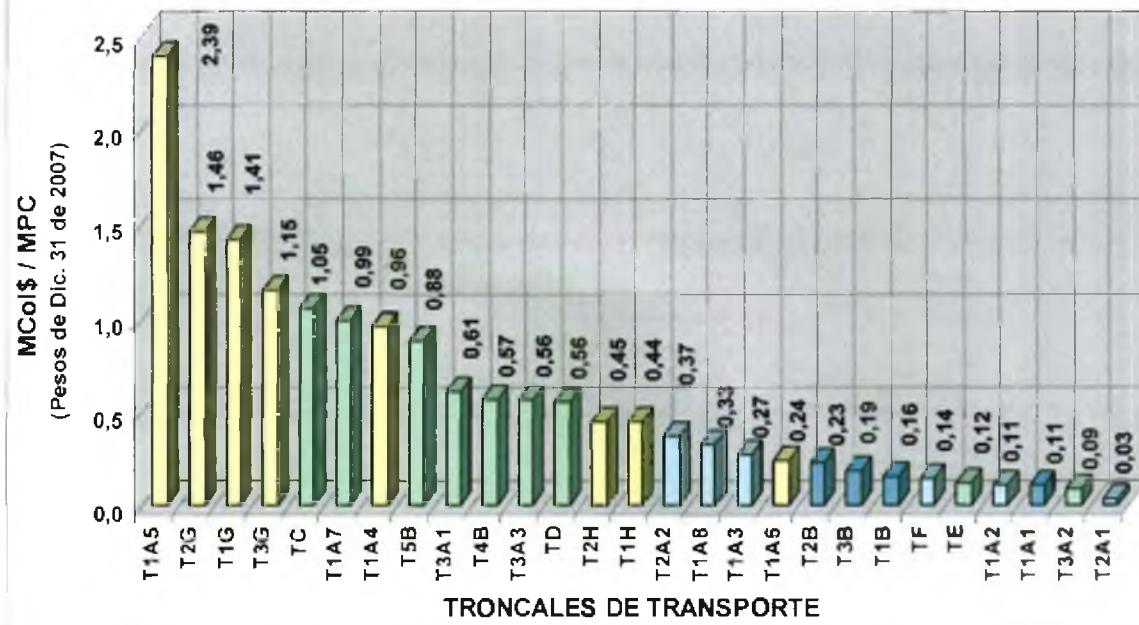
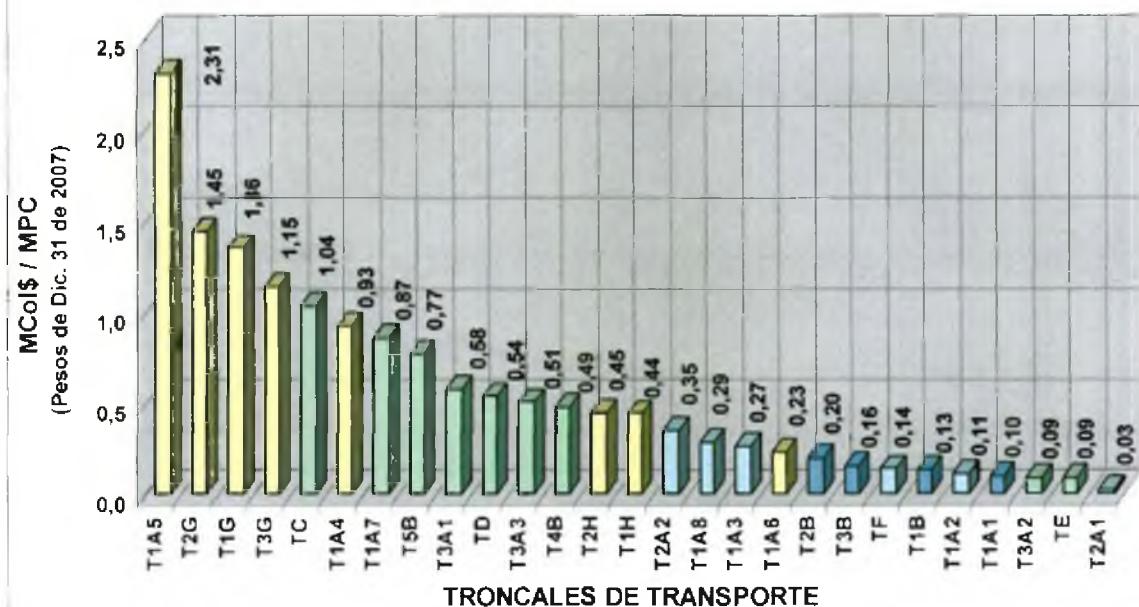


Figura 3.2: Costo Promedio del AOM SMC por MPC Transportado



3.3. COSTO ANUAL DEL AOM POR KILOMETRO – PULGADA DE GASODUCTO

- La Tabla 4.1 presenta el costo anual promedio del AOM por kilómetro-pulgada de gasoducto, en pesos de Diciembre 31 de 2007, determinado a partir de la información reportada por los agentes para el periodo 2002 a 2007, cuyos valores incluyen los costos de mantenimiento correctivo. De tal manera se obtiene un costo promedio de AOM por kilómetro-pulgada para el SNT de M\$2,94 (Ver Figura 4.1).
- La Tabla 4.2 presenta el costo anual promedio del AOM por kilómetro-pulgada de gasoducto, en pesos de Diciembre 31 de 2007, determinado a partir de la información reportada por los agentes para el periodo 2002 a 2007, cuyos valores excluyen los costos de mantenimiento correctivo. De tal manera se obtiene un costo promedio de AOM por kilómetro-pulgada para el SNT de M\$2,71 (Ver Figura 4.2).
- El análisis por rangos de longitudes de los gastos de AOM por kilómetro-pulgada de redes Troncales, arroja los siguientes resultados:

**Cuadro 4. Análisis de los Gastos de AOM en el SNT
por Rangos de Longitud**

Longitud del Tramo (km)	Tramos Troncales	Costo Promedio (M\$/km-pulg. de 2007)	
		Total	SMC
≤ 100	T1A2, T1A6, T1A7, T2A1, T3A2, TE, TF, TIG, T2G, T3G, T1H y T2H	2,74	2,56
100 < y ≤ 200	T1A1, T1A3, T1A4, T1A5, T1A8, T2A2, T3A1, T3A3, TC y TD	2,92	2,76
> 200	T1B, T2B, T3B, T4B y T5B	3,47	2,98

- Se observa que la inclusión de las actividades de mantenimiento correctivo representa un incremento aproximado del 8,5% respecto del costo promedio de AOM por kilómetro-pulgada del Sistema Nacional de Transporte.

TABLA 4.1: COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR KM - PULGADA DE SISTEMA TRONCAL

AÑO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Promedio
Troncales	(MCols/año / km-pulgada) - En Pesos Constantes de Diciembre 31 de 2007						
T1A1	3,39	2,64	2,36	2,30	2,19	1,85	2,46
T1A2	2,80	2,63	2,20	2,22	2,19	1,85	2,31
T1A3	2,90	2,63	2,16	2,20	2,19	1,92	2,33
T1A4	3,73	3,52	2,86	2,97	3,41	2,46	3,16
T1A5	2,97	2,63	2,20	2,23	2,27	1,85	2,36
T1A6	3,78	3,66	3,37	2,93	2,92	2,46	3,19
T1A7	4,67	4,49	4,07	5,05	3,72	3,08	4,18
T1A8	3,83	2,63	2,17	2,56	2,56	1,94	2,62
T2A1	1,77	1,65	1,30	2,11	1,68	1,26	1,63
T2A2	3,18	2,75	2,30	2,73	2,44	2,21	2,60
T3A1	2,81	2,37	2,05	2,98	2,31	2,31	2,47
T3A2	4,25	3,79	3,16	4,25	3,53	3,54	3,75
T3A3	6,87	4,74	4,14	5,54	4,67	5,11	5,18
T1B			2,87	3,05	2,87	3,20	3,00
T2B			2,73	3,30	4,23	3,43	3,42
T3B			4,01	3,63	4,65	5,34	4,41
T4B			2,94	2,22	1,88	2,19	2,31
T5B			4,87	4,00	3,72	4,34	4,23
TC	4,13	4,85	4,21	4,01	3,82	3,84	4,14
TD	1,32	1,45	2,03	1,93	2,19	2,34	1,88
TE	5,64	6,86	7,19	5,72	5,49	5,74	6,11
TF	2,54	1,89	2,23	2,57	2,58	2,54	2,39
T1G	0,83	0,91	0,84	0,77	0,95	0,58	0,81
T2G			2,30	2,05	1,90	3,23	2,37
T3G						1,11	1,11
T1H	3,99	3,51	2,95	3,67	4,50	5,23	3,98
T2H	0,42	0,56	1,57	0,92	1,19	1,51	1,03
PROMEDIO GENERAL							2,94

TABLA 4.2: COSTO PROMEDIO DEL AOM SMC POR KM - PULGADA DE SISTEMA TRONCAL

AÑO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Promedio
Troncales	(MCo\$ _{año} / km-pulgada) - En Pesos Constantes de Diciembre 31 de 2007						
T1A1	2,80	2,63	2,08	2,20	2,19	1,82	2,28
T1A2	2,80	2,63	2,08	2,20	2,19	1,82	2,28
T1A3	2,80	2,63	2,08	2,20	2,19	1,82	2,28
T1A4	3,73	3,50	2,78	2,93	2,91	2,42	3,05
T1A5	2,80	2,63	2,08	2,20	2,19	1,82	2,28
T1A6	3,73	3,50	2,78	2,93	2,91	2,42	3,05
T1A7	4,66	4,38	3,47	3,66	3,64	3,03	3,81
T1A8	2,80	2,63	2,08	2,20	2,19	1,82	2,28
T2A1	1,77	1,65	1,30	1,60	1,35	1,19	1,47
T2A2	2,95	2,75	2,16	2,66	2,25	1,98	2,46
T3A1	2,66	2,37	1,97	2,65	2,21	2,20	2,34
T3A2	4,25	3,79	3,16	4,25	3,53	3,53	3,75
T3A3	5,31	4,73	3,95	5,31	4,41	4,41	4,69
T1B			2,52	2,60	2,20	2,82	2,53
T2B			2,25	2,60	3,47	3,20	2,88
T3B			3,63	3,18	3,73	4,51	3,76
T4B			2,46	1,90	1,53	1,99	1,97
T5B			4,12	3,56	3,24	4,04	3,74
TC	4,02	4,84	4,19	3,97	3,82	3,82	4,11
TD	1,31	1,45	2,03	1,88	2,09	2,23	1,83
TE	4,22	5,37	5,76	4,22	4,27	4,33	4,70
TF	2,54	1,89	2,23	2,57	2,58	2,54	2,39
T1G	0,82	0,83	0,83	0,77	0,91	0,53	0,78
T2G			2,30	2,05	1,90	3,17	2,36
T3G						1,11	1,11
T1H	3,99	3,51	2,95	3,67	4,50	5,23	3,98
T2H	0,42	0,56	1,57	0,92	1,19	1,51	1,03
PROMEDIO GENERAL							2,71

Figura 4.1: Costo Promedio del AOM Total por Km-Pulgada de Gasoducto

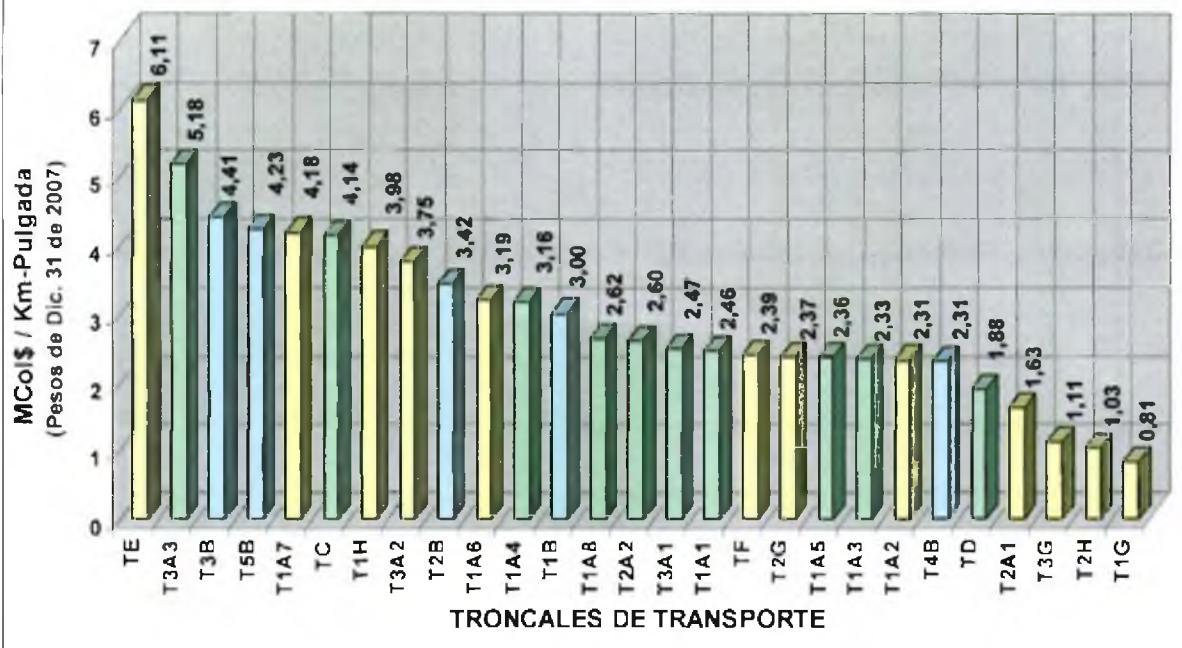
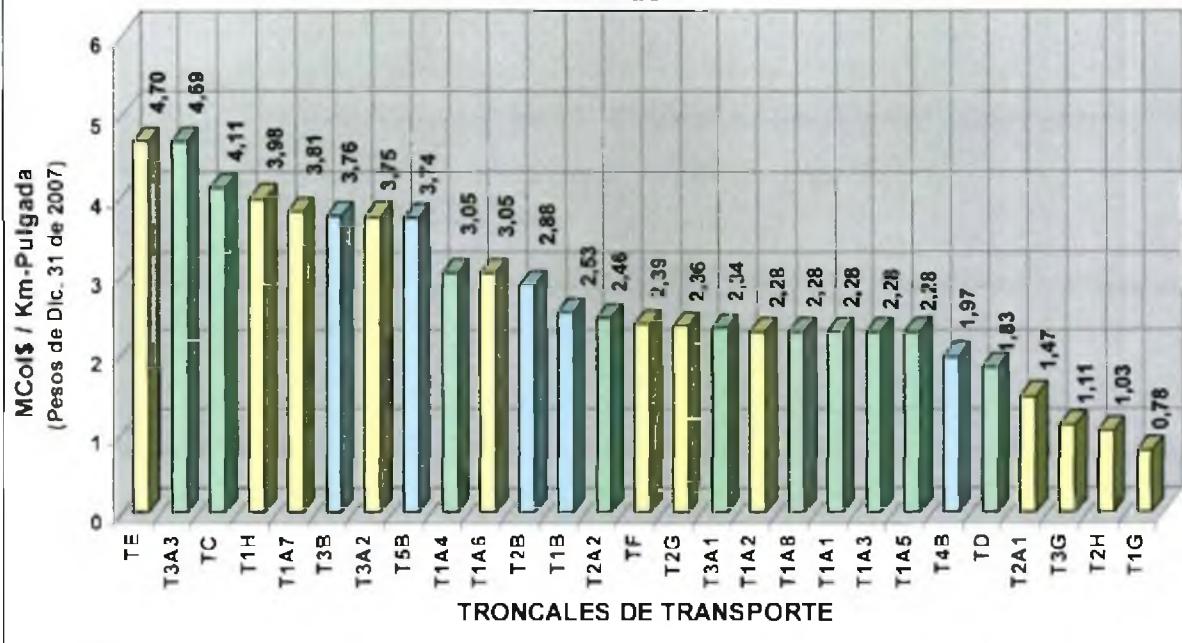


Figura 4.2: Costo Promedio del AOM SMC por Km-Pulgada de Gasoducto



3.4. COSTO ANUAL DEL AOM POR KILOMETRO AGRUPADO POR AÑOS DE ANTIGÜEDAD DEL GASODUCTO

- La **Tabla 5.1** presenta el costo anual promedio de AOM por kilómetro agrupado por rangos de antigüedad de los sistemas de transporte, en pesos de Diciembre 31 de 2007, calculado a partir de la información reportada por los agentes para el periodo 2002 a 2007, cuyos valores incluyen los costos del mantenimiento correctivo (Ver **Figura 5.1**).
- La **Tabla 5.2** presenta el costo anual promedio del AOM por kilómetro agrupado por rangos de antigüedad de los sistemas de transporte, en pesos de Diciembre 31 de 2007, calculado a partir de la información reportada por los agentes para el periodo 2002 a 2007, cuyos valores excluyen los costos del mantenimiento correctivo (Ver **Figura 5.2**).
- El análisis de los gastos AOM por kilómetro-año de antigüedad para el SNT, arroja los siguientes resultados:

Cuadro 5. Análisis de los Gastos de AOM por antigüedad para el SNT

Rango de Antigüedad (año)	Tramos	Costo Promedio / km - año de antigüedad (M\$ de 2007)	
		Total	SMC
≤ 10	T1A1, T1A2, T1A3, T1A4, T1A5, T1A6, T1A7, T1A8, T2A1, T2A2, TC, TD, TF, T2G, T3G, T1H y T2H	32,83	31,29
10 < y ≤ 20	T3A1, T3A2 y T3A3	21,78	20,63
20 < y ≤ 40	T1B, T2B y T3B	44,51	40,58
> 40	T4B y T5B	17,50	15,26

Nota: Excluyendo la Troncal 16° de Transoccidente (TE) por atípica.

- No se detecta una relación directa entre la antigüedad y los costos de AOM por kilómetro de longitud, pues se aprecian costos altos tanto para tramos de gasoductos recientes como para sistemas de mayor antigüedad, los cuales probablemente puedan explicarse mediante el análisis estadístico realizado en el capítulo de sensibilidades al costo, donde se involucra el impacto de las diferentes variables actuando de manera simultánea.

TABLA 5.1: COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR KM AGRUPADO POR AÑOS DE ANTIGÜEDAD DEL SISTEMA

AÑO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Promedio
Troncales	(MCols/año / km) - En Pesos Constantes de Diciembre 31 de 2007						
T1A1	67,75	52,89	47,20	46,07	43,77	36,94	49,10
T1A2	55,97	52,68	44,10	44,33	43,77	36,94	46,30
T1A3	57,99	52,70	43,19	43,91	43,77	38,34	46,65
T1A4	22,39	21,13	17,13	17,80	20,46	14,78	18,95
T1A5	35,67	31,61	26,45	26,81	27,20	22,16	28,32
T1A6	18,89	18,32	16,83	14,64	14,59	12,31	15,93
T1A7	59,90	57,60	52,20	64,80	47,65	39,47	53,60
T1A8	84,27	57,87	47,78	56,25	56,42	42,65	57,54
T2A1	35,40	32,96	25,94	42,30	33,50	25,22	32,55
T2A2	63,61	54,93	45,95	54,64	48,78	44,28	52,03
T3A1	30,77	25,89	22,40	32,58	25,22	25,33	27,03
T3A2	25,51	22,72	18,97	25,48	21,19	21,22	22,51
T3A3	41,25	28,46	24,83	33,22	28,04	30,66	31,08
T1B			43,06	45,70	43,03	47,97	44,94
T2B			43,63	52,72	67,66	54,87	54,72
T3B			40,10	36,29	46,53	53,44	44,09
T4B			17,64	13,34	11,29	13,13	13,85
T5B			24,36	20,00	18,58	21,71	21,16
TC	50,81	59,68	51,72	49,36	46,94	47,26	50,96
TD	9,76	10,70	15,00	14,26	16,16	17,26	13,86
TE	90,21	109,70	114,99	91,57	87,90	91,81	97,70
TF	50,74	37,77	44,52	51,36	51,62	50,87	47,81
T1G	6,64	7,26	6,73	6,16	7,59	4,64	6,50
T2G			10,80	9,66	8,93	15,16	11,14
T3G						3,33	3,33
T1H	23,95	21,06	17,70	22,02	27,02	31,40	23,86
T2H	2,53	3,38	9,42	5,52	7,14	9,04	6,17
PROMEDIO GENERAL							34,14

TABLA 5.2: COSTO PROMEDIO DEL AOM SMC POR KM AGRUPADO POR AÑOS DE ANTIGÜEDAD DEL SISTEMA

AÑO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Promedio
Troncales	(MCol\$ _{año} / km) - En Pesos Constantes de Diciembre 31 de 2007						
T1A1	55,95	52,54	41,66	43,91	43,71	36,36	45,69
T1A2	55,95	52,54	41,66	43,91	43,71	36,36	45,69
T1A3	55,95	52,54	41,66	43,91	43,71	36,36	45,69
T1A4	22,38	21,02	16,66	17,56	17,48	14,54	18,27
T1A5	33,57	31,52	24,99	26,35	26,22	21,81	27,41
T1A6	18,65	17,51	13,89	14,64	14,57	12,12	15,23
T1A7	59,78	56,14	44,51	46,92	46,70	38,85	48,82
T1A8	61,54	57,79	45,82	48,30	48,08	39,99	50,25
T2A1	35,38	32,96	25,92	31,94	27,03	23,74	29,49
T2A2	58,96	54,93	43,20	53,23	45,06	39,56	49,16
T3A1	29,06	25,89	21,61	29,04	24,15	24,11	25,64
T3A2	25,50	22,72	18,96	25,48	21,19	21,15	22,50
T3A3	31,87	28,39	23,70	31,85	26,48	26,44	28,12
T1B			37,74	39,01	32,99	42,28	38,00
T2B			36,02	41,65	55,48	51,25	46,10
T3B			36,33	31,76	37,34	45,07	37,63
T4B			14,78	11,39	9,18	11,93	11,82
T5B			20,60	17,82	16,22	20,18	18,71
TC	49,50	59,57	51,49	48,80	46,94	46,99	50,55
TD	9,68	10,70	14,94	13,86	15,39	16,41	13,50
TE	67,50	85,94	92,17	67,56	68,32	69,29	75,13
TF	50,74	37,77	44,52	51,36	51,62	50,87	47,81
T1G	6,56	6,61	6,64	6,16	7,29	4,22	6,25
T2G			10,80	9,66	8,93	14,91	11,08
T3G						3,33	3,33
T1H	23,95	21,06	17,70	22,02	27,02	31,40	23,86
T2H	2,53	3,38	9,42	5,52	7,14	9,04	6,17
PROMEDIO GENERAL							31,18

Figura 5.1: Costo Promedio del AOM Total por Km Agrupado por Antigüedad del Gasoducto

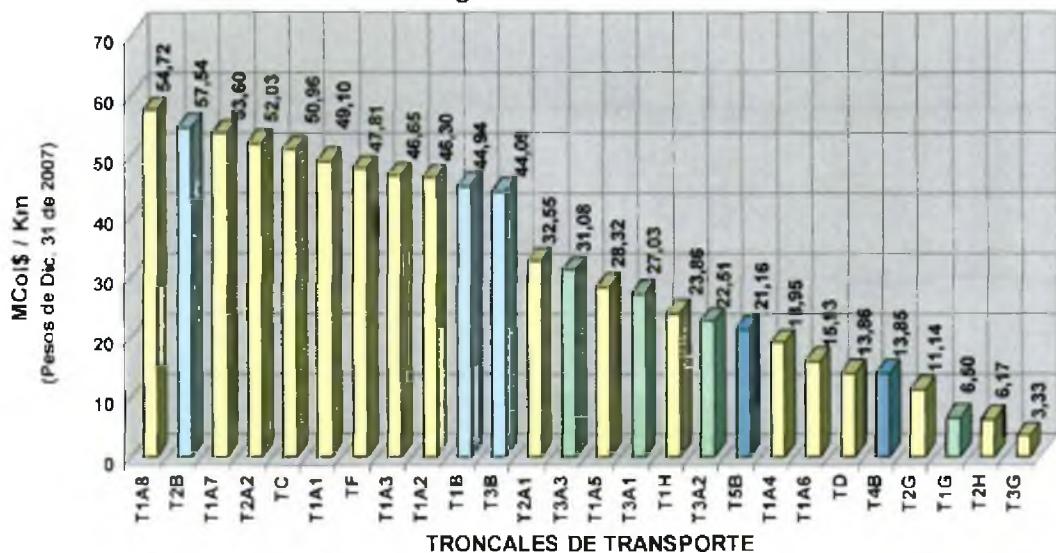
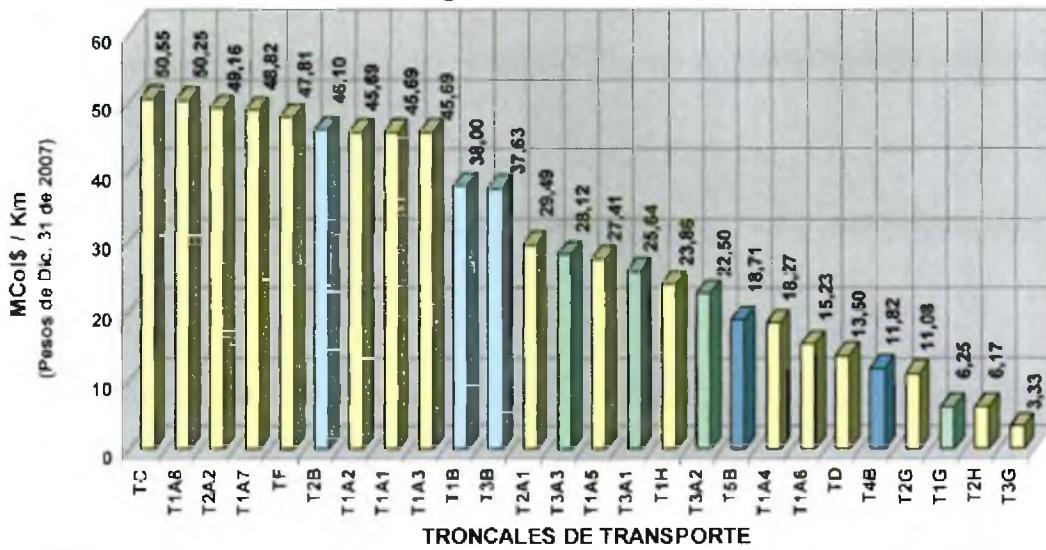


Figura 5.2: Costo Promedio del AOM SMC por Km Agrupado por Antigüedad del Gasoducto



3.5. CARACTERIZACIÓN DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN (EC) ASOCIADAS AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT)

La Tabla 6.1 contiene la información correspondiente a las estaciones de compresión reportadas por los agentes a través de los *Formularios para Caracterización de las Estaciones de Compresión (EC) Asociadas al Sistema Nacional de Transporte (SNT)*, los cuales se presentan en el **Anexo 2.4**.

De acuerdo con la información aportada por los agentes, el costo anual promedio de AOM de una estación compresora, expresado en pesos de Diciembre 31 de 2007, asciende a M\$98 por MPCD de gas comprimido.

**TABLA 6.1: CARACTERIZACIÓN DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN (EC) ASOCIADAS AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNT)
CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES**

Empresa	Sistema	Nombre de la Estación Compresora	Capacidad Nominal en bhp	Capacidad Nominal en MPCD	Volumen Promedio Comprimido						Total Gastos de AOM de la Estación Compresora								
					2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007			
					(bhp)	(MPCD)	(MPCD)						(Millones de Pesos)						
A. TGI	EA1	1. Centro Oriente	Estación Compresora Vasconia	8 335	121	3	14	22	50	70	78	1.631	1.286	1.213	1.611	1.817	1.657		
	Total Sistema 1					3	14	22	50	70	78	1.631	1.286	1.213	1.611	1.917	1.657		
	EA2	2. Cusiana - Aplav - Bogotá	Estación Compresora Aplav	1 650	17							17	735	1.116	1.127	1.252	1.163	1.194	
	Total Sistema 2											0	17	735	1.116	1.127	1.262	1.163	1.184
	EA3.1	3. Ballena - Barrancabermeja	Estación Compresora Halo Nuevo	6 675	198	135	95	83	111	138	103	2.382	1.878	1.771	2.449	2.766	2.418		
	EA3.2		Estación Compresora Norean	10 005	196	138	141	140	116	119	129	2.258	1.812	1.708	2.385	2.700	2.333		
	Total Sistema 3					273	238	223	227	267	232	4.680	3.690	3.480	4.834	5.499	4.762		
	TOTAL GENERAL TGI					276	250	245	277	327	327	7.046	6.092	5.820	7.897	8.579	7.603		
B. PROMIGAS	EB1	1. Ballena - La Mami	Estación Compresora Palomino	15 100	477	138	35	67	159	78	65				1.071	1.358	1.121	865	
	Total Sistema 1					138	36	67	159	78	65				1.071	1.368	1.121	866	
	EB3	3. Barranquilla - Cartagena	Estación Compresora Caracoli	7 000	167		0	4	14	5	0				553	646	802	433	
	Total Sistema 3					0	0	4	14	5	0				553	646	802	433	
	EB4	4. Cartagena - Sincelejo	Estación Compresora Cartagena	4 400	44	5	7	18	27	5	1				616	666	732	697	
	Total Sistema 4					5	7	16	27	5	1				616	666	732	697	
	EB5	5. Cartagena - Sincelejo	Estación Compresora Sahagún	4 400	33	13	16	19	18	16	17				908	982	1.283	1.201	
	Total Sistema 5					13	16	19	18	16	17				908	982	1.283	1.201	
	TOTAL GENERAL PROMIGAS					157	88	106	228	103	83				3.147	3.654	3.919	3.186	
TOTAL GENERAL EC CARACTERIZADAS						433	308	361	505	431	410	7.046	6.092	5.820	11.351	12.498	10.788		

Nota: No se reportó estación compresora para el Sistema 2 de Promigas Tramo La Mami - Barranquilla.

La Tabla 6.2 presenta el costo anual promedio del AOM total por volumen de gas comprimido en cada estación, es decir, incluyendo mantenimientos correctivos, expresado en pesos constantes de Diciembre 31 de 2007 (Ver Figura 6.1).

Se observa una marcada diferencia en los costos AOM de las estaciones con volúmenes diarios de compresión bajos e intermedios (promedio inferior a 50 MPCD de gas comprimido), respecto de las estaciones con altos volúmenes diarios de compresión (promedio entre 90 y 130 MPCD). El primer grupo (pequeños y medianos volúmenes de compresión) arroja un costo promedio de AOM de M\$145 por MPCD de gas comprimido, en tanto que para la segunda categoría (volúmenes mayores a 50 MPCD), se obtiene un costo promedio de AOM de M\$19 por MPCD comprimido.

Cuadro 6.1: Análisis de los Gastos de AOM por MPCD Comprimido

Volumen Promedio Anual Comprimido (MPCD)	Estaciones Compresoras	Volumen Promedio Comprimido (MPCD) Años 2002 – 2007	Costo Promedio por MPCD Comprimido (M\$ _{año} de 2007)
≤ 10	EA2 y EB3	6,1	103,12
10 < y ≤ 50	EA1, EB4 y EB5	22,1	173,51
> 50	EA3.1, EA3.2 y EB1	111,1	19,17

Todas las estaciones presentan unos índices de utilización efectiva inferior al 50% de su capacidad nominal instalada (31,7% para las pequeñas y medianas y 47,2% para las grandes). Destacan en particular las estaciones compresoras de *Palomino*, que reporta el menor costo anual promedio de AOM por MPCD comprimido (M\$14,1), a una tasa de utilización de solo el 19,3% de su capacidad instalada, y la estación de *Caracolí*, que con una capacidad importante (167 MPCD), comprimió un promedio de 3.7 MPCD (el más bajo y solo 2,2% de la capacidad nominal) a un costo de M\$135 por millón de pie cúbico día.

La Tabla 6.3 presenta el costo anual promedio del AOM total, expresado en pesos constantes de Diciembre 31 de 2007, con respecto a la capacidad nominal instalada de cada estación compresora (Ver Figura 6.2).

Cuadro 6.2: Análisis de los Gastos de AOM con respecto a la Capacidad Nominal Instalada de las Estaciones

Capacidad Nominal Promedio (MPCD)	Estaciones Compresoras	Capacidad Nominal Promedio (MPCD)	Costo Promedio por MPCD Instalada (M\$ _{año} de 2007)
≤ 100	EA2, EB4 y EB5	31,3	41,19
100 < y ≤ 200	EA1, EA3.1, EA3.2 y EB3	170,8	11,32
> 200	EB1	477,0	5,06

TABLA 6.2: COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR VOLUMEN DE GAS COMPRIMIDO

AÑO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Promedio
Estaciones	(MCol\$ _{ano} / MPCD _{Comprimido}) - En Pesos Constantes de Diciembre 31 de 2007						
EA1	773,7	113,6	64,2	35,6	29,2	21,4	173,0
EA2							71,1
EA3.1	23,5	24,5	24,9	24,6	21,8	23,6	23,8
EA3.2	22,1	15,9	14,3	22,9	24,3	18,4	19,6
EB1			18,6	9,0	15,4	13,3	14,1
EB3			181,0	52,6	171,7		135,1
EB4			43,7	28,0	166,4	880,3	279,6
EB5			56,8	58,3	86,2	70,6	68,0
PROMEDIO GENERAL							98,0

Figura 6.1: Costo Promedio del AOM Total por MPCD Comprimido

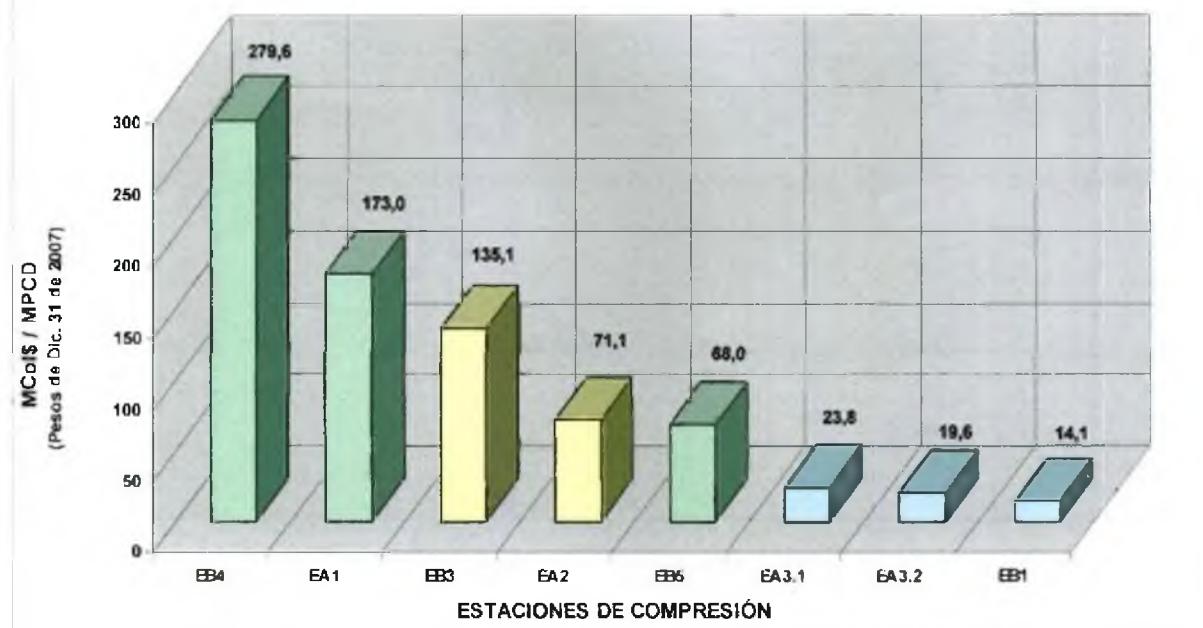
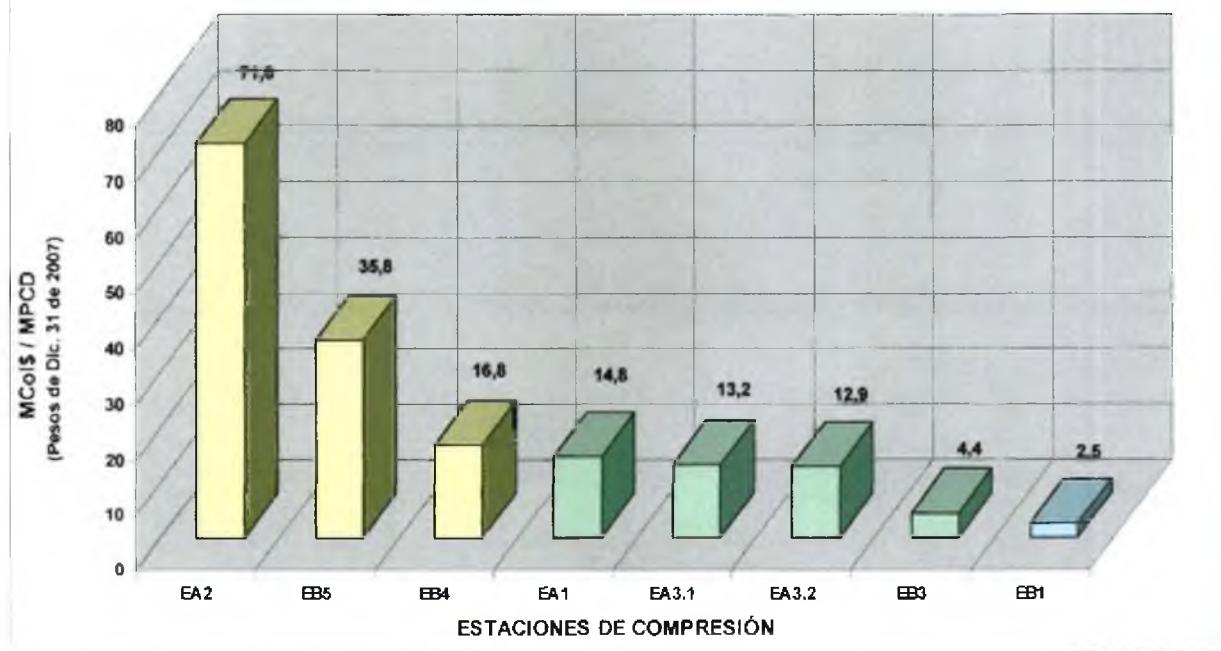


TABLA 6.3: COSTO PROMEDIO DEL AOM TOTAL POR CAPACIDAD NOMINAL INSTALADA

AÑO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Promedio
Estaciones	(MCoIS _{año} / MPCD _{Instalada}) - En Pesos Constantes de Diciembre 31 de 2007						
EA1	17,9	13,2	11,7	14,9	17,0	13,9	14,8
EA2						71,0	71,0
EA3.1	15,9	11,7	10,4	13,7	15,0	12,3	13,2
EA3.2	15,6	11,5	10,2	13,6	14,8	12,0	12,9
EB1			2,6	3,2	2,5	1,8	2,5
EB3			3,9	4,3	5,1		4,4
EB4			16,4	16,9	17,8	16,0	16,8
EB5			32,1	33,2	41,0	36,8	35,8
PROMEDIO GENERAL							21,4

Figura 6.2: Costo Promedio del AOM Total por Capacidad Nominal Instalada



3.6. ANÁLISIS DEL GASTO DE AOM RECONOCIDO POR LA CREG PARA EL AÑO 2007 CON RESPECTO AL GASTO DE AOM TOTAL REPORTADO POR LOS AGENTES PARA EL PERÍODO 2004 A 2007

La Tabla 7 presenta el gasto de AOM reconocido por la CREG para la vigencia del año 2007 para cada uno de los sistemas de transporte caracterizados por la consultoría, expresado en miles de pesos de Diciembre 31 del año base establecido en la respectiva Resolución para aprobación de tarifas. La Tabla 8 y la Figura 7 establecen una relación comparativa entre el monto reconocido por el Regulador para el año 2007 y el promedio anual del gasto de AOM total reportado por los agentes por sistema de transporte caracterizado para el periodo 2004 a 2007. Todos los valores comparados se ajustaron de acuerdo con la variación anual del IPC reportada por el DANE, para expresarlos en pesos de Diciembre 31 de 2007.

TABLA 7: GASTO DE AOM RECONOCIDO PARA EL AÑO 2007

Item	Empresa	Sistemas / Tramos	AOM Reconocido para 2007	Aprobación CREG	Año Base
			(miles de pesos del año base)	(Resolución)	(Dic. 31)
A	TGI	Barranca - Sebastopol	1.351.119	125/03	2002
		Sebastopol - Vasconia	391.716	125/03	2002
		Vasconia - Mariquita	6.192.608	125/03	2002
		Mariquita - Gualanday	591.226	125/03	2002
		Gualanday - Neiva	1.073.193	125/03	2002
		Montañuelo - Gualanday	111.813	125/03	2002
		Cusiana - El Porvenir	1.367.718	076/02	2001
		El Porvenir - La Belleza	2.608.496	125/03	2002
		Cusiana - Apiay	2.721.953	125/03	2002
		Apiay - Usme	1.721.996	125/03	2002
		Apiay - Villavo - Ocoa	379.232	125/03	2002
		Vasconia - La Belleza	1.806.586	125/03	2002
		La Belleza - Cogua	3.333.369	125/03	2002
		TOTAL	23.651.024		
B	Promigas	Ballena - La Mami	8.729.591	070/03	2000
		La Mami - Barranquilla	10.137.962	070/03	2000
		Barranquilla - Cartagena	7.432.526	070/03	2000
		Cartagena - Sincelejo	1.870.860	070/03	2000
		Sincelejo - Jobo	1.068.301	070/03	2000
		TOTAL	29.239.240		
C	Transmetano		4.034.150	015/01	2000
D	Transoriente		2.074.628	016/01	2000
E	Transoccidente		500.752	035/04	2001
F	Transcogas		2.663.855	017/01	2000
G	Progasur		296.147	014/01	2000
H	Transgastrol		831.783	077/02	2001

Fuentes:

- 1 Gastos de AOM Reconocido: Resoluciones CREG de aprobación de tarifas, expresados en pesos de Diciembre 31 del Año Base.
- 2 Con excepción de la Troncal Montañuelo-Gualanday y los Gasoductos Aliados, los Gastos de AOM reconocidos en el Anexo 7 de la RES CREG 0125/03 para Gasoductos Principales excluyen la Tarifa por Estampilla, equivalente al 10% del valor total.
- 3 Descontando el gasto de AOM asociados a las estaciones compradoras de Vasconia y Barranca del sistema de transporte de TGI, así: a) Se reconoció el 90.5% de los valores solicitados (Radicado CREG 1209-03); b) La proporción aplicable a tramos troncales se estimó en 59.6% del total aprobado; c) Acorde con la Tabla 21 del Documento CREG 014-03, el gasto asociado a la estación Vasconia se asignó al tramo Vasconia - La Belleza y el gasto asociado a la estación Barranca se distribuyó proporcionalmente entre los tramos Barranca - Sebastopol - Vasconia, ponderado con respecto a la longitud de los mismos.
- 4 Cálculos de DIVISA Ingenieros Asociados Ltda.

TABLA 8: RELACIÓN DEL GASTO DE AOM RECONOCIDO PARA EL AÑO 2007 CON RESPECTO AL GASTO DE AOM TOTAL REPORTADO POR LOS AGENTES PARA EL PERÍODO 2004 A 2007

Item	Empresa	Sistemas / Tramos	AOM Reconocido (Año 2007)	AOM Reportado (Promedio 2004-2007)	AOM Reconocido vs. AOM Reportado
			(M\$/año)	(M\$/año)	(%)
			Millones de Pesos de Dic. 31 de 2007		
A	TGI	Barranca - Sebastopol	1.880	4.810	39,1%
		Sebastopol - Vasconia	545	2.537	21,5%
		Vasconia - Manquita	8.618	5.205	165,6%
		Manquita - Gualanday	823	2.298	35,8%
		Gualanday - Neiva	1.494	3.917	38,1%
		Montañuelo - Gualanday	156	528	29,5%
		Cusiana - El Porvenir	2.049	1.016	201,7%
		El Porvenir - La Belleza	3.630	9.102	39,9%
		Cusiana - Apiaay	3.788	3.931	96,4%
		Apiaay - Usme	2.396	790	303,2%
		Apiaay - Villavo - Ocoa	528	3.581	14,8%
		Vasconia - La Belleza	2.514	4.746	53,0%
		La Belleza - Cogua	4.639	5.870	79,0%
		TOTAL	33.060	48.310	68,4%
B	Promigas	Ballena La Mami	14.223	18.065	78,7%
		La Mami Barranquilla	16.517	25.555	64,6%
		Barranquilla Cartagena	12.109	16.886	71,7%
		Cartagena Sincelejo	3.048	5.955	51,2%
		Sincelejo Jobo	1.741	7.152	24,3%
		TOTAL	47.638	73.613	64,7%
C	Transmetano		6.573	7.303	90,0%
D	Transoriente		3.380	2.387	141,6%
E	Transoccidente		750	1.080	69,5%
F	Transcogas		4.340	2.950	147,1%
G	Progasur		482	466	103,6%
H	Transgastol		1.246	621	200,5%

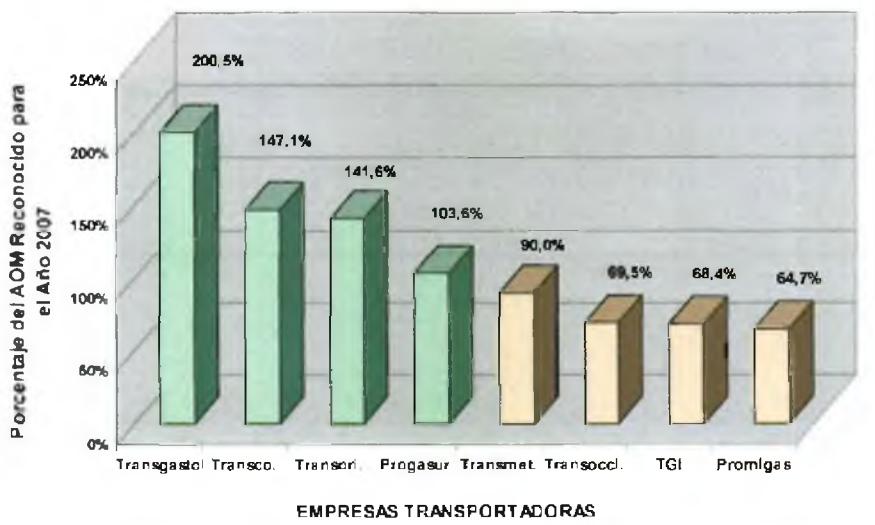
Fuentes:

1 AOM Reconocido: Resoluciones CREG de aprobación de tarifas, ajustadas con respecto a la variación anual del IPC desde el Año Base indicado, para traerlos a Pesos de Diciembre 31 de 2007.

2 AOM Reportado: Información aportada por los Agentes sobre Gastos de AOM causados durante el período 2004 a 2007, ajustados con respecto a la variación anual del IPC.

3 Cálculos de DIVISA Ingenieros Asociados Ltda.

FIGURA 7: RELACIÓN DEL GASTO DE AOM RECONOCIDO POR LA CREG PARA EL AÑO 2007 CON RESPECTO AL PROMEDIO ANUAL DEL GASTO DE AOM TOTAL REPORTADO POR LOS AGENTES PARA EL PERÍODO 2004 A 2007



3.7. ANÁLISIS DEL GASTO DE AOM TOTAL REPORTADO POR LOS AGENTES PARA EL PERÍODO 2004 A 2007 CON RESPECTO AL COSTO DE LA INVERSIÓN BASE RECONOCIDA A DIC. 31 DE 2007

La **Tabla 9** y la **Figura 8** analizan el promedio anual del gasto de AOM reportado por los agentes para el periodo 2002 a 2007, con respecto al monto de la inversión base reconocida para cada sistema de transporte en la respectiva Resolución de aprobación de tarifas. Dicha inversión incluye la existente a Diciembre 31 del año base, así como el programa de nuevas inversiones desde esa fecha hasta finales de 2007. Las cifras consideradas son las reconocidas por la CREG para efectos regulatorios y no implican el costo de reposición a nuevo de los sistemas de transporte.

En concordancia con lo establecido sobre el particular por la Res. CREG 01/2000, todos los valores comparados fueron ajustados de acuerdo con la variación anual del *IPP* reportado por el *Bureau of Labor Statistics*¹, para expresarlos en dólares de Diciembre 31 de 2007, y luego convertidos a pesos colombianos de la misma fecha a la *TRM* publicada por el *Banco de la República*².

El promedio anual del gasto de AOM total reportado por los Agentes para el periodo objeto de análisis, representa el 7,6% ponderado de la inversión base reconocida para fines regulatorios para las redes de transporte caracterizadas por la consultoría.

¹ Capital Equipment, Seasonally Adjusted, Series WPSSOP3200; <http://www.bls.gov>

² http://www.banrep.gov.co/series-estadisticas/see_ts.cam.htm#tasa

TABLA 9: RELACIÓN DEL GASTO DE AOM TOTAL REPORTADO POR LOS AGENTES PARA EL PERÍODO 2004 A 2007 RESPECTO AL COSTO DE LA INVERSIÓN BASE RECONOCIDA

Item	Empresa	Sistemas / Tramos	Costo de Inversión (Dic. 31 de 2007)	AOM Reportado (Promedio 2004-2007)	AOM Reportado vs. Inversión
			(M\$)	(M\$/año)	(%)
			Millones de Pesos de Dic. 31 de 2007		
A	TGI	Barranca - Sebastopol	71.405	4.810	6,7%
		Sebastopol - Vasconia	46.139	2.537	5,5%
		Vasconia - Mariquita	100.255	5.205	5,2%
		Mariquita - Gualanday	39.385	2.298	5,8%
		Gualanday - Neiva	43.808	3.917	8,9%
		Montañuelo - Gualanday	7.521	528	7,0%
		Cusiana - El Porvenir	32.791	1.016	3,1%
		El Porvenir - La Belleza	153.962	9.102	5,9%
		Cusiana - Apiaay	69.489	3.931	5,7%
		Apiaay - Usme	26.811	790	2,9%
		Apiaay - Villavo - Ocoa	11.134	3.561	32,0%
		TOTAL	602.701	37.694	6,3%
B	Promigas	Ballena La Mami	196.811	18.065	9,2%
		La Mami Barranquilla	312.525	26.555	8,2%
		Barranquilla Cartagena	101.914	16.886	16,6%
		Cartagena Sincelejo	94.131	5.955	6,3%
		Sincelejo Jobo	61.720	7.152	11,6%
		TOTAL	767.101	76.910	10,0%
C	Transmetano		144.720	7.303	5,0%
D	Transoriente		50.174	2.387	4,8%
E	Transoccidente		5.959	1.080	18,1%
F	Transcogas		104.923	2.950	2,8%
G	Progasur		10.219	466	4,6%
H	Transgastol		8.317	621	7,5%

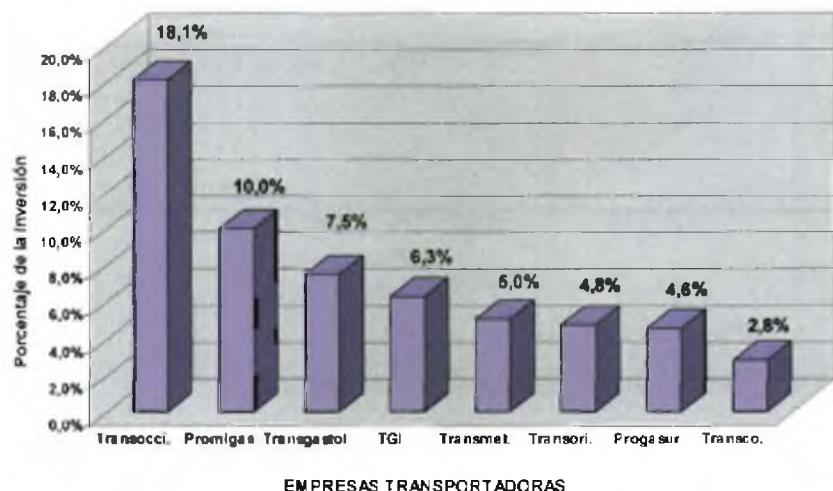
Fuentes:

1. Costo de Inversión: Valor Total de la Inversión Existente más las Nuevas Inversiones reconocidas en las Resoluciones CREG de aprobación de tarifas como Inversión Base para efectos regulatorios, expresado en US\$ de Dic. 31 de 2000 (PROMIGAS, TRANSMETANO, TRANSORENTE, TRANSCOGAS Y PROGASUR), US\$ de Dic. 31 de 2001 (Tramo Troncal Cusiana-El Porvenir de TGI) y Dic. 31 de 2002 (demás tramos de TGI y TRANSOCCIDENTE); llevado a dólares de Dic. 31 de 2007 acorde con la variación del IPC de USA para "Capital Equipment" (Serie WPS-SOP1200) del Bureau of Labor Statistics, según lo establecido en la Res. CREG 01/2000 y convertido a pesos colombianos a la TIR reportada por el Banco de la República a Dic. 31 de 2007 (Col\$2.014,76/US\$).

2. AOM Reportado: Información aportada por los Agentes sobre Gastos de AOM causados durante el período 2004 a 2007, ajustados con respecto a la variación anual del IPC.

3. Cálculos de DIVISA Ingenieros Asociados Ltda.

FIGURA 8: PROMEDIO ANUAL DEL GASTO DE AOM TOTAL REPORTADO POR LOS AGENTES PARA EL PERÍODO 2004 A 2007 EXPRESADO COMO PORCENTAJE DE LA INVERSIÓN BASE RECONOCIDA A DICIEMBRE 31 DE 2007



4. GASTO ANUAL DE AOM DEL SISTEMA MODELO DE REFERENCIA

La consultoría estructuró un *sistema modelo de referencia*³ con base en la experiencia específica del grupo de trabajo, la cual fundamentalmente consiste en la administración y gerencia durante más de un lustro, de uno de los sistemas de transporte existentes en el país. Lo anterior significa que se partió del conocimiento exacto de uno de ellos para establecer, acorde con buenas prácticas de ingeniería, un modelo de sistema de transporte que sirva como herramienta válida para contrastar los resultados de la aplicación del sistema DEA, con respecto al comportamiento de un conjunto de empresas, que podrían o no estar en la frontera de eficiencia. Este comportamiento puede obtenerse mediante la aplicación de herramientas estadísticas que permitan inferir al universo lo encontrado en una muestra, lo cual significa que el modelamiento de un sistema de transporte tipo no pretende ser usado para estimar o construir fronteras de eficiencia, sino simplemente ofrecerle al Regulador un mecanismo para establecer parámetros de comparación.

Acorde con lo anterior, se adoptó como modelo para la determinación de costos un sistema de transporte tipo con características medias de 400 kilómetros de longitud, 8 pulgadas de diámetro y un volumen medio de gas transportado de 15 MPCD.

Las **Tablas 10** presentan la relación de gastos anuales de AOM estimada para el *sistema modelo de referencia*, a partir de los costos unitarios establecidos en el estudio citado, agrupados por proceso principal de actividad y expresados en pesos de Diciembre 31 de 2007.

Para dicho sistema de transporte, excluyendo cualquier tipo de mantenimiento correctivo, el valor anual estimado del AOM asciende a M\$11.512, considerando que disponga de una estación compresora y sistema SCADA de telemetría, para un costo medio equivalente de M\$28,78 por kilómetro de gasoducto y M\$2,13 por MPCD de gas transportado. Si se excluye la estación compresora, cuyo costo anual de AOM se estima en la suma de M\$1.294, el costo medio equivalente se reduce a la suma de M\$25,54 por kilómetro de gasoducto y M\$1,89 por MPCD transportado.

³ "Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM en la Actividad de Transporte de Gas Natural - Informe Final"; Sección 3: "Determinación de Costos Típicos de las Actividades de AOM en un Sistema de Transporte de Gas Natural"; página 22; **Divisa Ingenieros Asociados Ltda.**; Septiembre de 2008.

Tablas 10: Costos Totales Anuales del Sistema Modelo de Referencia (En Pesos de Diciembre 31 de 2007)

Actividades	GASTO TOTAL ANUAL DEL SISTEMA MODELO		
	10.1: Con Telemetría / Con Compresión	(\$/año)	(\\$)
1	120 661.240	120.661.240	1,06%
2.1	794.068.651		
2.2	1.860.144.640		
2.3	697.792.702	3.352.005.993	29,12%
3.1	45.178.866		
3.2	58.824.307		
3.3	631.506.764		
3.4	121.133.098		
3.5	237.756.270		
3.6	686.043.175		
3.7	378.301.970		
3.8	726.624.109		
3.9	234.108.206	3.119.476.764	27,10%
4.0	252.605.255		
4.1	392.321.822		
4.2.1	1.260.554.044		
4.2.2	886.120.250		
4.2.3	1.077.217.157		
4.2.4	165.391.369		
4.2.5	608.423.017		
4.2.6	90.146.069		
4.2.7	66.956.365	4.799.736.349	41,69%
6	120 241 546	120.241.546	1,04%
TOTALES	11.612.120.891		100,00%

Vol. Medio	Longitud	Gastos Promedio	
(MPCD)	(km)	(MCoI\$/MPC)	(MCoI\$/km)
15	400	2,132	28,780

Actividades	GASTO TOTAL ANUAL DEL SISTEMA MODELO		
	10.2: Sin Telemetría / Con Compresión	(\$/año)	(\\$)
1	120 661.240	120.661.240	1,11%
2.1	794.068.651		
2.2	1.860.144.640		
2.3	697.792.702	3.352.005.993	30,84%
3.1	45.178.866		
3.2	58.824.307		
3.3	631.506.764		
3.4	121.133.098		
3.5	479.579.400		
3.6	686.043.175		
3.7	378.301.970		
3.8	726.624.109		
3.9	234.108.206	3.361.299.894	30,93%
4.0	252.605.255		
4.1	392.321.822		
4.2.1	1.260.554.044		
4.2.2	0		
4.2.3	1.077.217.157		
4.2.4	165.391.369		
4.2.5	608.423.017		
4.2.6	90.146.069		
4.2.7	66.956.365	3.913.616.099	36,01%
6	120 241 546	120.241.546	1,11%
TOTALES	10.867.823.771		100,00%

Vol. Medio	Longitud	Gastos Promedio	
(MPCD)	(km)	(MCoI\$/MPC)	(MCoI\$/km)
15	400	2,013	27,170

Actividades	GASTO TOTAL ANUAL DEL SISTEMA MODELO		
	10.3: Con Telemetría / Sin Compresión	(\$/año)	(%)
1	120 661.240	120.661.240	1,06%
2.1	794.068.651		
2.2	1.860.144.640		
2.3	697.792.702	3.362.005.993	29,12%
3.1	45.178.866		
3.2	58.824.307		
3.3	631.506.764		
3.4	121.133.098		
3.5	237.756.270		
3.6	0		
3.7	378.301.970		
3.8	726.624.109		
3.9	234.108.206	2.433.433.590	27,10%
4.0	252.605.255		
4.1	392.321.822		
4.2.1	1.260.554.044		
4.2.2	886.120.250		
4.2.3	1.077.217.157		
4.2.4	165.391.369		
4.2.5	0		
4.2.6	90.146.069		
4.2.7	66.956.365	4.191.312.332	41,69%
6	120 241 546	120.241.546	1,04%
TOTALES	10.217.664.699		100,00%

Vol. Medio	Longitud	Gastos Promedio	
(MPCD)	(km)	(MCoI\$/MPC)	(MCoI\$/km)
15	400	1,892	28,644

Actividades	GASTO TOTAL ANUAL DEL SISTEMA MODELO		
	10.4: Sin Telemetría / Sin Compresión	(\$/año)	(%)
1	120.661.240	120.661.240	1,11%
2.1	794.068.651		
2.2	1.860.144.640		
2.3	697.792.702	3.362.005.993	30,84%
3.1	45.178.866		
3.2	58.824.307		
3.3	631.506.764		
3.4	121.133.098		
3.5	479.579.400		
3.6	0		
3.7	378.301.970		
3.8	726.624.109		
3.9	234.108.206	2.675.266.720	30,93%
4.0	252.605.255		
4.1	392.321.822		
4.2.1	1.260.554.044		
4.2.2	0		
4.2.3	1.077.217.157		
4.2.4	165.391.369		
4.2.5	0		
4.2.6	90.146.069		
4.2.7	66.956.365	3.305.192.082	36,01%
6	120 241 546	120.241.546	1,11%
TOTALES	9.673.357.680		100,00%

Vol. Medio	Longitud	Gastos Promedio	
(MPCD)	(km)	(MCoI\$/MPC)	(MCoI\$/km)
15	400	1,773	23,933

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES AL COSTO

En esta sección se muestran los resultados obtenidos con la información suministrada en Enero de 2009 por los agentes transportadores de gas natural, respecto del objetivo 2.3 establecido en los Términos de Referencia del *Estudio de 2008*⁴, de realizar sensibilidades al costo de AOM de un sistema de transporte de gas natural, según las diferentes variables que puedan afectar dicho costo. Para esto, después de una serie de reuniones con las empresas, realizadas durante el segundo semestre de 2008, en que se precisaron algunos aspectos sobre la información requerida, se les solicitó de nuevo la información de costos y caracterización por tramo troncal de los gasoductos⁵, con la cual se llevó a cabo el siguiente ejercicio:

- Se tuvo en cuenta para el análisis un máximo de 27 observaciones sobre tramos de troncales (dos tramos más que en el *Estudio de 2008*), sobre los cuales las empresas reportaron al menos el costo de AOM anual para el último año solicitado (2007) y las variables de caracterización, con las siguientes excepciones: una empresa no reportó el dato de capacidad de sus dos tramos, la información de distribución porcentual del *class location* de un tramo de troncal de otra empresa no suma 100% y esa misma empresa no suministró los datos de dicha distribución para otro tramo; seis empresas, entre ellas la primera mencionada, reportaron en cero (0) las incidencias de obras civiles y de geotecnia de nueve tramos de troncales; y dos empresas no suministraron completos (de 2002 a 2007) los datos de volumen transportado en siete tramos, una de ellas (en 2 tramos) porque no había iniciado operación. En balance, hay menos falencias de información en esta última entrega realizada por los agentes.
- Las variables de caracterización solicitadas e incluidas en el análisis son, para cada tramo de gasoducto, el diámetro promedio, la longitud, la capacidad, el volumen transportado en cada año de 2002 a 2007, la antigüedad o tiempo en servicio, la distribución porcentual del *class location* (cuatro clases), la distribución porcentual de la longitud del tramo según la facilidad de acceso para efectos del mantenimiento (buena, regular, mala), el número de estaciones de compresión y el número de incidencias de obras civiles y de geotecnia (por rangos del costo incurrido por incidencia).

⁴ "Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM – en la Actividad de Transporte de Gas Natural"; Divisa Ingenieros Asociados Ltda.; 2008; en adelante citado como "*Estudio de 2008*".

⁵ Es importante tener en cuenta que Promigas presentó la información por sistema, esto es, agregando al tramo troncal sus correspondientes ramales.

- La variable dependiente, o variable que se quiere analizar en función de las de caracterización, es el costo de administración, operación y mantenimiento, AOM, el cual fue solicitado para los años 2002 a 2007, de dos maneras: incluyendo los costos de mantenimiento correctivo y sin incluirlos.
- Como para todos los tramos no existen datos en todos los años, tanto de volumen transportado como de costo, se obtuvo el promedio anual. Para promediar el costo anual de AOM se actualizaron los datos a pesos de diciembre 31 de 2007 utilizando el IPC reportado por el DANE.

El análisis está orientado a revisar qué variables de caracterización afectan en mayor grado los costos de AOM de los gasoductos, lo que puede interpretarse como encontrar a qué variables son más sensibles dichos costos, en el sentido de cuales cambios en sus valores puedan producir cambios importantes en dichos costos. Primero se presenta un análisis sencillo y gráfico sobre el efecto de cada variable en los costos y luego se muestran los resultados de buscar cómo intervienen en la explicación del costo todas estas variables a través de ensayar modelos de ajuste lineal múltiple.

En el análisis variable por variable, se empieza por la longitud del tramo de gasoducto, pues, por obvias razones, esta debe afectar el costo total de AOM. Para el análisis de las demás variables de caracterización se toma el costo de AOM por kilómetro de gasoducto, para independizarlo de la variable longitud. Así, el diámetro, la capacidad, el volumen transportado, etc., tienen un efecto promedio sobre el costo de un kilómetro cualquiera de gasoducto. En su orden, se presenta a continuación el efecto sobre los costos de AOM de:

- La longitud
- El diámetro promedio
- El volumen promedio transportado
- La capacidad
- La antigüedad
- El porcentaje de la longitud del tramo de *class location*, para las cuatro clases de localidades
- El porcentaje de la longitud del tramo que es de buen, regular y malo acceso
- El número de estaciones de compresión
- El número de incidencias de obras civiles y de geotecnia, menores de \$100 millones

Al final del capítulo se presenta el análisis multivariado y la conclusión sobre las variables relevantes para ser tenidas en cuenta en un modelo, para los tramos de troncales.

5.1. COSTO AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL

Se separa este análisis en dos partes: en la primera se toma el costo AOM total, esto es, incluyendo los costos de mantenimiento correctivo, y en la segunda se lo toma sin incluir dichos costos.

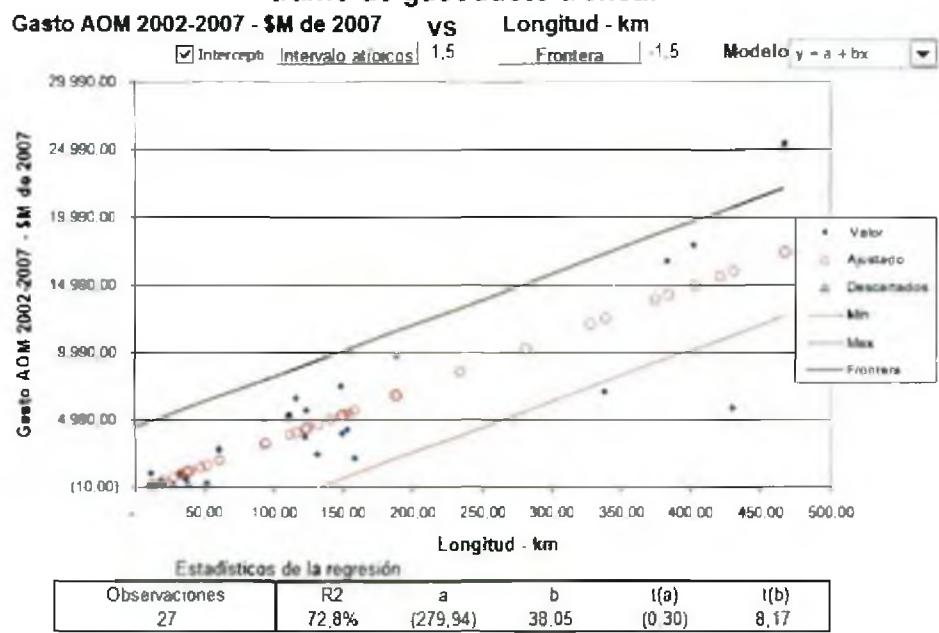
✓ *Incluyendo costos de mantenimiento correctivo en el costo AOM*

Este análisis fue realizado con 27 observaciones (en el Estudio de 2008 se utilizaron 23 observaciones debido a que dos de las 25 eran atípicas). En la **Figura 9** se muestra la relación entre el costo y la longitud, y se aprecia el efecto significativo de la longitud del tramo en su costo de AOM. Sólo la variable longitud explica el 73% de la varianza⁶ del costo total de AOM anual promedio de 2002 a 2007 (con la información del Estudio de 2008 la longitud sólo explicaba el 56% de dicha varianza), y la estadística t sobre la pendiente de la recta estimada es estadísticamente significativa.

Como se observa, no se puede descartar la hipótesis nula de que dicha recta estimada pasa por el origen (costo cero para longitud cero, la estadística t correspondiente no tiene significancia estadística). Por lo tanto, se puede concluir que para tramos de troncales no existen economías de escala de los costos de AOM en función de la longitud, lo que es, el costo promedio de AOM por kilómetro es constante y corresponde a la pendiente de la recta estimada. La pendiente de la recta estimada con intercepto se aproxima a \$38 millones anuales de 2007 por kilómetro de gasoducto (ver **Figura 9**); si se restringe el intercepto a cero (recta que pasa por el origen) la pendiente se estima en \$37 millones anuales de 2007 por kilómetro.

⁶ La fracción de explicación de la varianza de la variable dependiente es el estadístico R^2 del modelo de regresión lineal.

Figura 9: Costo AOM total anual promedio de 2002 a 2007 en función de la longitud del tramo de gasoducto troncal



Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda.

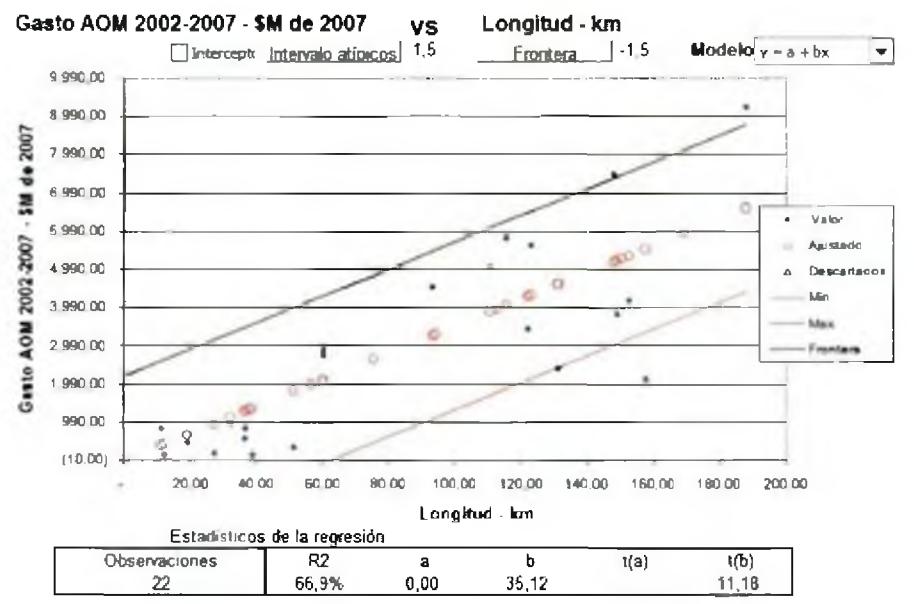
Como se aprecia en la Figura 9, la calidad del ajuste podría estar explicada en parte porque hay dos nubes de puntos, distanciadas una de otra, que afectan la tendencia; una nube de tramos menores de 200 kilómetros y otra de tramos mayores de 330 kilómetros⁷ (entre 200 y 330 kilómetros no hay observaciones). Entonces para examinar esta hipótesis se estimó el mismo modelo tomando solo los tramos menores de 200 kilómetros (22 observaciones). La explicación de la varianza se reduce a 66% (sigue siendo mayor que la obtenida en el Estudio de 2008) y las estadísticas t muestran resultados similares, alta significancia estadística de la pendiente estimada y muy baja significancia estadística de la estimación del intercepto. Al restringir el intercepto a cero se estima la pendiente en \$37 millones por kilómetro, con una diferencia muy pequeña respecto del mismo modelo con las 27 observaciones (\$37,02 vs. \$37,03). Se concluye entonces que la distancia entre las dos nubes de puntos no afecta la estimación de la pendiente.

⁷ Los 5 tramos mayores de 330 km. son los reportados por Promigas, que agregó la información por sistema (incluyendo ramales), los cuales, además de ser los más largos, coinciden también con ser los más antiguos del total de tramos sobre los que se obtuvo información

✓ **Sin incluir costos de mantenimiento correctivo en el costo AOM**

Se repitió el análisis anterior, pero esta vez tomando el costo AOM reportado sin incluir los costos de mantenimiento correctivo. Las estadísticas obtenidas utilizando las 27 observaciones son similares a las anteriores, con una explicación del 72% de la varianza del costo AOM. El valor de la pendiente de la recta, calculado con las 27 observaciones, es de aproximadamente \$32 millones de 2007 por kilómetro, bien sea que se estime el intercepto o que se lo restrinja a ser igual a cero. No obstante, al explorar la hipótesis antes mencionada de que la tendencia puede estar dominada por la distancia entre las dos nubes, se encuentra que existe un efecto de dicha distancia. La pendiente estimada con las 22 observaciones de tramos menores de 200 km., es mayor que la estimada con las 27 observaciones. En el modelo restringido a pasar por el origen la pendiente es de \$35 millones de 2007 por kilómetro de gasoducto, con una explicación de la varianza de 67% (ver figura 10).

Figura 10: Costo AOM anual promedio de 2002 a 2007, sin mantenimiento correctivo, en función de la longitud del tramo de gasoducto troncal, menor de 200 km.



Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN. Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda..

✓ **Análisis de los dos casos, con y sin incluir costos de mantenimiento correctivo en el costo AOM**

De la comparación de las estimaciones realizadas en los dos puntos anteriores se relievan dos resultados: (1) el costo AOM por kilómetro sin incluir costos de mantenimiento correctivo tiende a ser mayor en los tramos menores de 200 km. (\$35 M / km.) que en los tramos mayores de 330 km. (\$32 M / km); (2) el costo promedio de mantenimientos correctivos (diferencia de los costos por kilómetro de los dos casos) es menor en los tramos menores de 200 km. (\$2 M / km) que en los tramos mayores de 330 km. (\$5 M / km.); y (3) el costo AOM total por kilómetro (incluido el costo de mantenimiento correctivo) tiende a ser igual, independientemente de la longitud del tramo (\$37 M / km. en ambos casos).

Entre las posibles hipótesis explicativas de este comportamiento están las siguientes:

- Hipótesis A. Existen algunas economías de escala en función de la longitud que se manifiestan a partir de un determinado tamaño, lo que explicaría el primer resultado anterior; el mayor costo de mantenimientos correctivos se debe a la mayor antigüedad de los tramos mayores de 330 km., lo que explicaría el segundo resultado; y el primer efecto, aunque de signo contrario, es del mismo orden de magnitud que el segundo, lo que explicaría el tercer resultado.
- Hipótesis B. La empresa que opera los tramos mayores de 330 km., posiblemente debido a que incluye los ramales, muestra un comportamiento distinto en el mantenimiento que se refleja en que incurre en menos costos de mantenimiento preventivo por kilómetro, lo que explicaría el primer resultado, pero en un mayor costo de mantenimiento correctivo que hace que se pierda el ahorro obtenido en el primero, lo que explicaría el segundo y tercer resultados.

Con la información que se tiene no es posible determinar la hipótesis correcta y los dos resultados podrían estar explicados también por una combinación de las dos hipótesis. Ahora, bien sea que estén explicados por economías de escala y un mayor costo de mantenimiento correctivo debido a la antigüedad, o por una práctica de mantenimiento distinta, o por una combinación de las dos o cualquiera otra consideración no tenida en cuenta con la información de este estudio, el efecto de las otras variables de caracterización tenidas en cuenta – diámetro, volumen transportado, capacidad, class

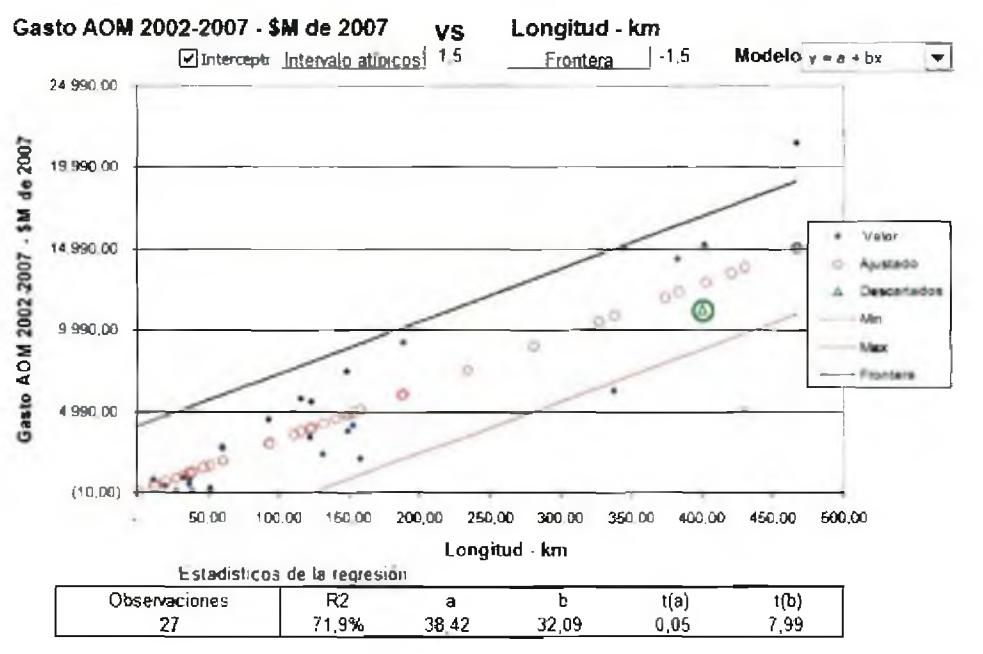
location, dificultad de acceso, número de estaciones y número de incidencias de obras civiles y de geotecnia – en caso de tener efecto, este se manifiesta sobre el costo total de AOM.

Como consecuencia de lo anterior, el análisis que se presenta en las siguientes secciones acerca del efecto de las otras variables mencionadas, ha sido realizado utilizando el costo de AOM total por kilómetro de tramo, esto es, incluido el costo de mantenimiento correctivo.

✓ Comparación con gasoducto ideal de 400 km modelado en el Estudio de 2008

En el Estudio de 2008 se identificaron las actividades de los procesos de AOM y se obtuvieron costos unitarios de las mismas, basados en la experiencia del consultor, lo que permitió obtener el costo de AOM de un gasoducto ideal de 400 kilómetros de longitud sin incluir los costos de mantenimiento correctivo, el cual se coloca en la gráfica siguiente (triángulo verde encerrado en círculo verde) para mostrar que está en el rango delimitado por la línea que muestra la tendencia central obtenida, más o menos 1.5 desviaciones estándar.

Figura 11: Costo AOM anual promedio de 2002 a 2007 sin costo de mantenimiento correctivo, en función de la longitud del tramo de gasoducto troncal (incluyendo puntos descartados y tramo modelo de 400 km)

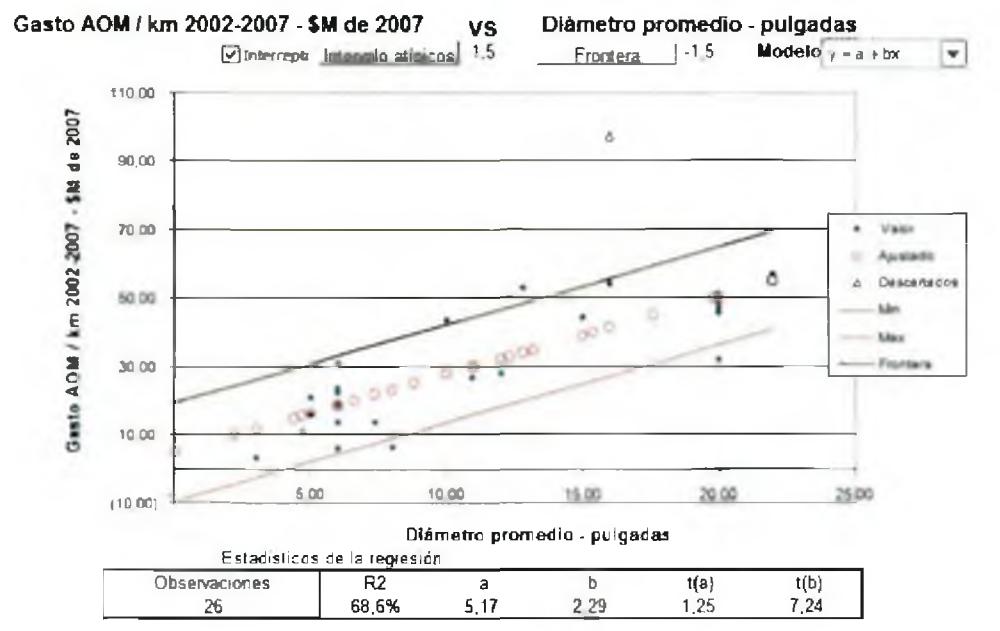


Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda..

5.2. COSTO AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILOMÉTRO EN FUNCIÓN DEL DIÁMETRO DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL

Se introdujo la variable diámetro en el análisis, para ver si esta ayuda a explicar las diferencias en el costo por kilómetro. Descartando una observación atípica (ver punto representado con triángulos verdes) en la **Figura 12**, se observa un ajuste lineal satisfactorio entre el costo por kilómetro y el diámetro de la tubería (coeficiente de regresión múltiple de 68,6% (69.6% en el Estudio de 2008) y estadística t del parámetro de la pendiente -b- alta). Este resultado indica que por cada pulgada de diámetro se aumenta el costo anual de AOM por kilómetro en \$2.3 millones de 2007.

**Figura 12: Costo AOM anual promedio de 2002 a 2007 por kilómetro en función del diámetro promedio del tramo de gasoducto troncal
– modelo lineal –**



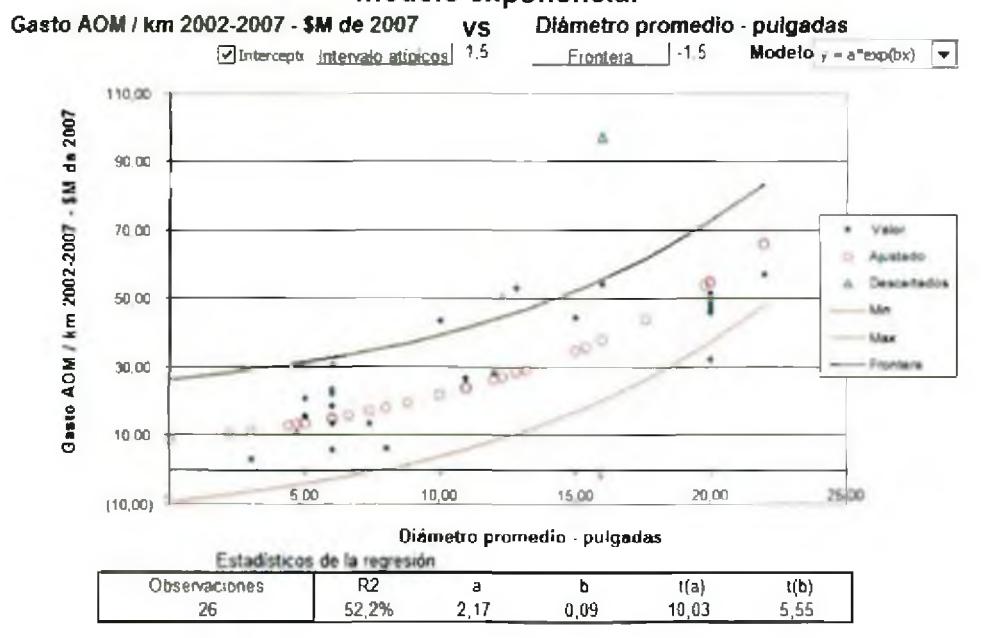
Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN. Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda.
Nota: Se descartó la Troncal 16' de Transoccidente por ser una observación atípica para las variables graficadas.

Se ensayó también el modelo exponencial, pues la cantidad de material de la tubería aumenta en proporción geométrica con el diámetro de la misma, lo cual podría afectar los costos. En la **Figura 13** aparece este análisis cuyo resultado muestra una significancia estadística importante aunque el porcentaje de explicación de la varianza del costo por kilómetro se reduce de 68.6% a 52.2%.

El parámetro b estimado en este modelo exponencial permite calcular que por cada pulgada de diámetro se aumenta el costo de AOM por kilómetro en 9.6% ($100 \times (e^b - 1)$ – en el Estudio de 2008 se estimó en 8.3%).

Se concluye que no es significativamente mejor el modelo exponencial que el modelo lineal y este último es más simple.

**Figura 13: Costo AOM anual promedio de 2002 a 2007 por kilómetro en función del diámetro promedio del tramo de gasoducto troncal
– modelo exponencial –**

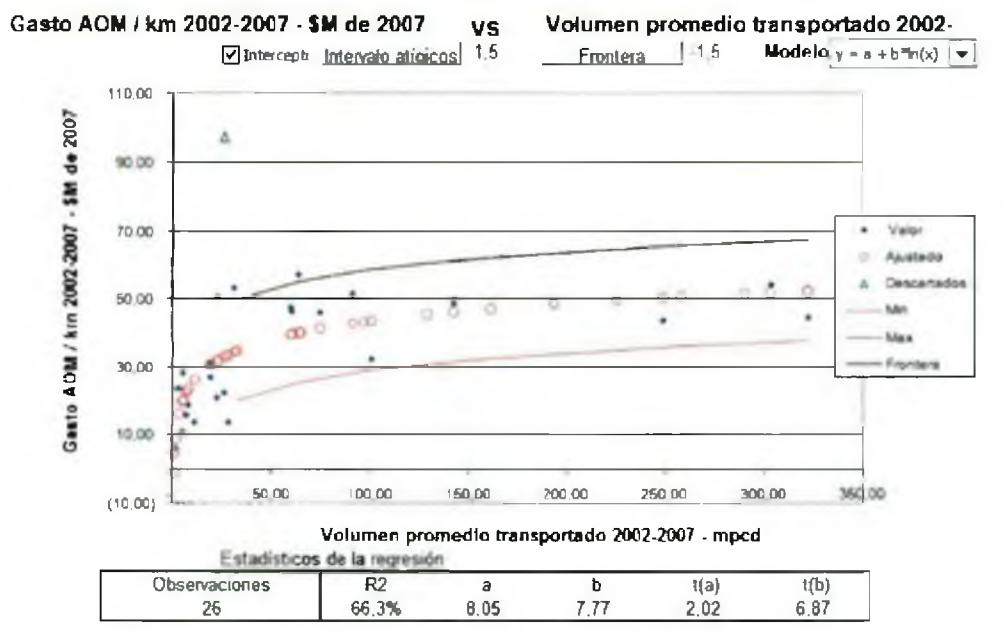


Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda.
Nota: Se descartó la Troncal 16" de Transoccidente por ser una observación atípica para las variables graficadas

5.3. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILOMÉTRO EN FUNCIÓN DEL VOLUMEN PROMEDIO TRANSPORTADO DE 2002 A 2007 EN EL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL

Para llevar a cabo este análisis se descartó, como se muestra en la Figura 14, el mismo caso del análisis anterior por ser atípico (significativamente por fuera de la tendencia de los demás). En el modelo lineal del costo AOM por kilómetro vs. el volumen promedio transportado se explica el 32% de la varianza de dicho costo, mientras que en el Estudio de 2008 se explicaba el 63% con el mismo modelo. Se ensayó entonces un modelo logarítmico, que explicó el 66% de la varianza del costo de AOM por kilómetro, con una significancia estadística especialmente alta del parámetro b estimado, asociado con el logaritmo del volumen. Esta estimación indica que el costo de AOM por kilómetro crece más rápido para volúmenes transportados pequeños que para volúmenes transportados altos. Como se mostrará en el aparte en que se analiza el costo AOM por kilómetro en función de la capacidad del tramo de gasoducto, la relación logarítmica entre dicho costo y el volumen promedio transportado está explicada porque hay una tendencia a una mayor utilización de la capacidad en los tramos de mayor longitud.

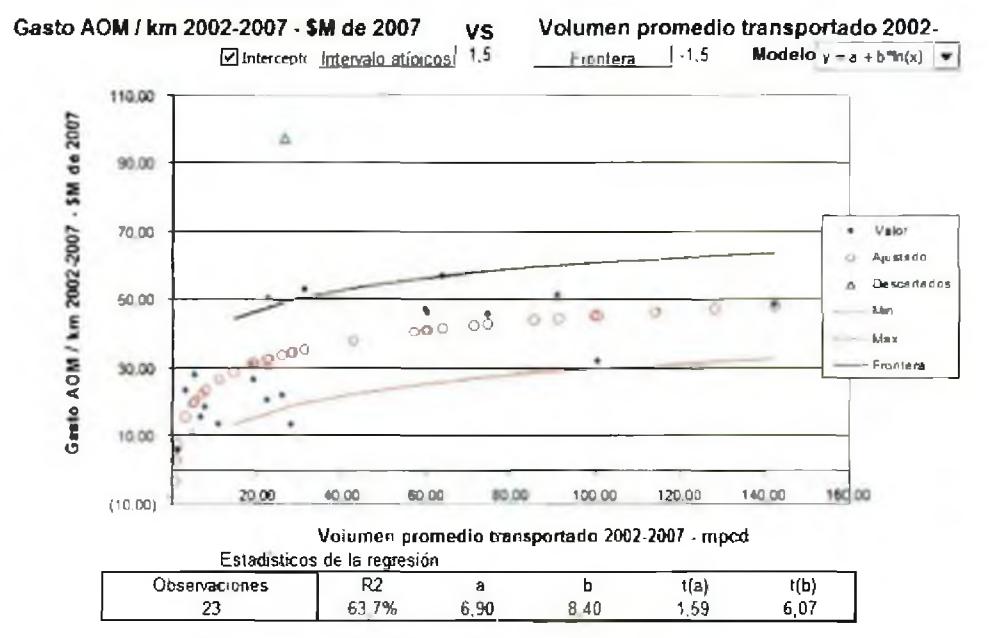
Figura 14: Costo de AOM anual promedio de 2002 a 2007 por kilómetro en función del volumen promedio transportado de 2002 a 2007 por el tramo de gasoducto troncal



Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN. Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda
Nota: Se descartó la Troncal 16° de Transoccidente por ser una observación atípica para las variables graficadas.

En la Figura 14 aparecen tres observaciones con un volumen transportado significativamente mayor que el resto de observaciones (se distancian del resto), por lo que pueden afectar la tendencia. En la Figura 15 se muestra el mismo análisis descartando dichas observaciones.

Figura 15: Costo de AOM anual promedio de 2002 a 2007 por kilómetro en función del volumen promedio transportado de 2002 a 2007 por el tramo de gasoducto troncal, para volumen transportado menor que 240 mpcd



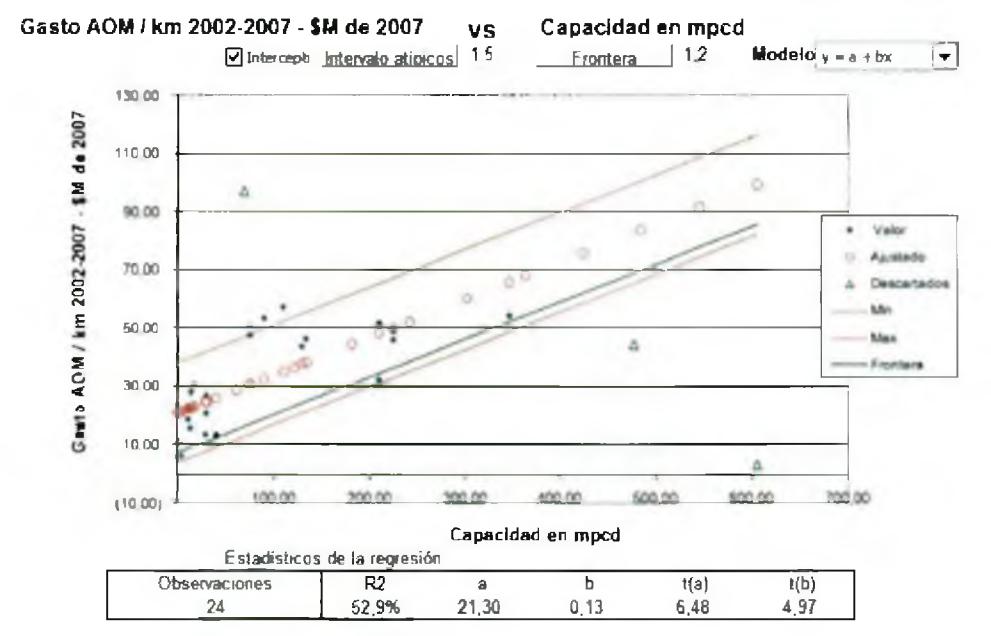
Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda..
Nota: Se descartó la Troncal 16° de Transoccidente por ser una observación atípica para las variables graficadas.

Aunque hay un efecto sobre los valores de los parámetros estimados, la forma funcional se mantiene, con una explicación del 64% de la varianza del costo de AOM por kilómetro.

5.4. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL

El mejor ajuste obtenido para este análisis es el del modelo lineal del costo de AOM por kilómetro en función de la capacidad, el cual explica el 53% de la varianza de dicho costo.

Figura 16: Costo de AOM anual promedio de 2002 a 2007 por kilómetro en función de la capacidad del tramo de gasoducto troncal



Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN. Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda..

Nota: Se descartaron la Troncal 16" de Transoccidente, Ballena-La Mami de Promigas y Guandó-Melgar-Fusagasugá de Progasur, por ser observaciones atípicas para las variables graficadas.

La capacidad del tramo de gasoducto troncal y el volumen promedio transportado tienen una correlación alta pero, como se muestra a continuación, no lineal. Se agruparon los tramos de gasoducto troncal por rangos de la longitud del tramo, en los de menos de 100 km (grupo 1), entre 100 y 300 km (grupo 2) y los de más de 300 km (grupo 3). Se construyó la variable del porcentaje de utilización de la capacidad como la relación porcentual entre el volumen promedio transportado y la capacidad.

Hay dos tramos que no tienen dato de capacidad y tres tramos en que el porcentaje de utilización dio mayor que 100%, por lo que quedaron en total 22 observaciones.

En la figura siguiente están representados para cada grupo: i) la media, con una rayita roja; ii) la mediana, con un círculo azul pequeño; iii) los límites del rango determinado por la media más o menos una desviación estándar como los lados superior e inferior de los rectángulos color crema; y iv) el valor máximo y mínimo obtenidos como los extremos de la recta vertical que atraviesa el rectángulo mencionado (aunque no es visible en el segmento en que lo atraviesa).

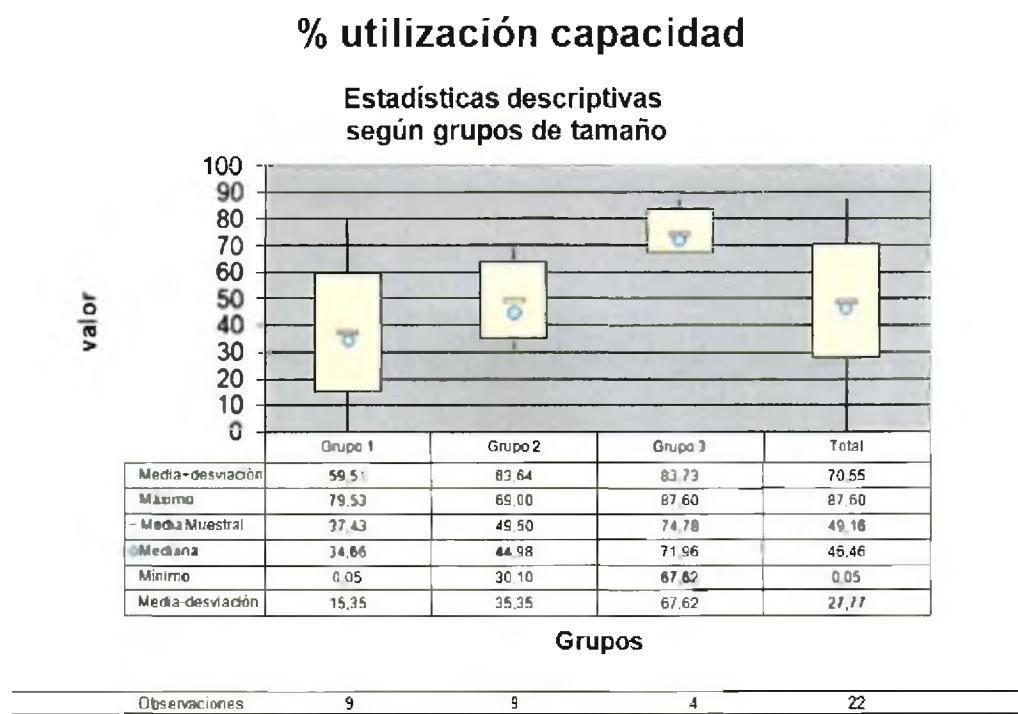
Las diferencias de las medias son significativas estadísticamente (más del 93%) al comparar el grupo 1 con el grupo 3 o el grupo 2 con el grupo 3.

La diferencia entre las medias de los grupos 1 y 2 no es significativa estadísticamente, es decir, no se puede rechazar la hipótesis nula de que dicha diferencia es igual a cero. Esto significa que los cinco tramos de mayor longitud de la muestra⁸ que, como se había mencionado antes, son también los más antiguos y pertenecen a una sola empresa siendo los únicos tramos reportados por la misma, tienden a tener una mayor utilización de la capacidad de transporte de gas natural. Esta cuarta variable, utilización de la capacidad, hace aún más difícil despejar las hipótesis planteadas en el aparte en que se analizó el costo de AOM en función de la longitud, pues es un factor adicional que parece incidir en dicho costo.

Si bien la diferencia entre los grupos 1 y 2 no es estadísticamente significativa, la tendencia de las medias es coherente en los tres grupos, creciendo en función de la longitud. Esto es, los tramos pequeños tienden a estar más subutilizados (35% de utilización en promedio) que los medianos (45% de utilización), mientras que los grandes alcanzan una utilización de 72%. Este efecto no lineal explica la relación logarítmica obtenida entre el costo AOM por kilómetro y el volumen promedio transportado.

⁸ Un tramo no aparece en el grupo 3 de la figura, pero es porque presenta una utilización de la capacidad mayor que 100%.

Figura 17: Porcentaje de utilización de la capacidad del tramo de gasoducto troncal, por grupos según rangos de longitud



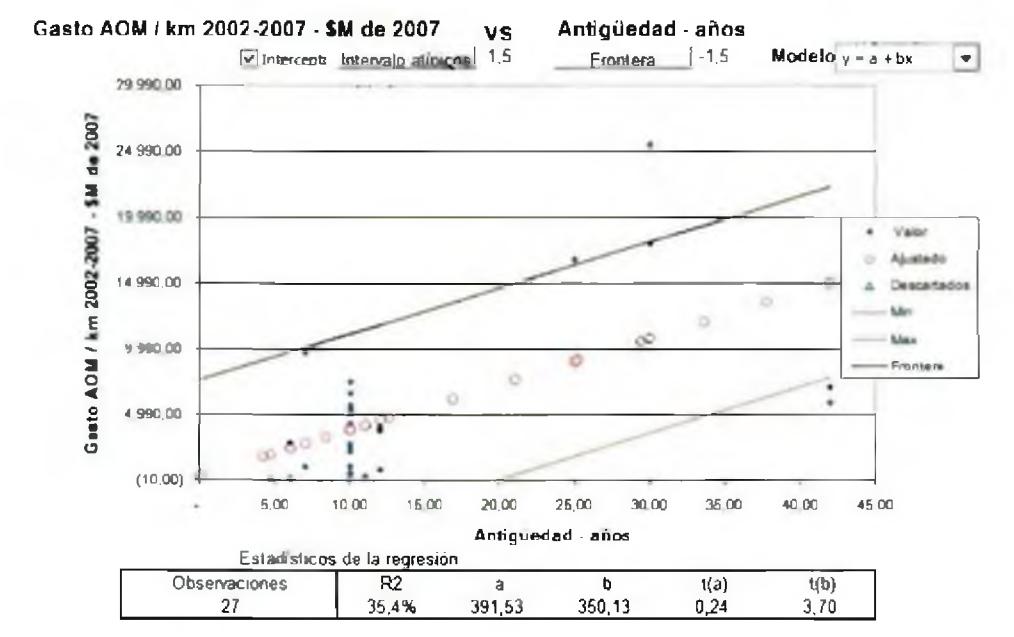
Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda..

Nota: Los dos tramos de Transgastol no tienen dato de capacidad y se descartaron Apiay-Villavo-Ocoa y Apiay-Usme de TGI y Barranquilla-Cartagena de Promigas, debido a que el porcentaje de utilización calculado es mayor que 100%.

5.5. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DE LA ANTIGÜEDAD O TIEMPO DE SERVICIO DEL TRAMO DE GASODUCTO TRONCAL

Aunque el resultado presentado en la Figura 18 muestra que la antigüedad explica de manera significativa el costo de AOM por kilómetro (estadística t de la pendiente de 3.7), este resultado está sesgado por el efecto de las observaciones de los tramos más largos, que se distancian de manera significativa de los demás. Las demás observaciones, entre ellas once de 10 años de antigüedad, tienen una varianza muy grande, de manera que las de mayor costo por kilómetro podrían estar en el promedio de las cinco observaciones de los tramos más largos.

Figura 18: Costo de AOM anual promedio de 2002 a 2007 por kilómetro en función de la antigüedad del tramo de gasoducto troncal



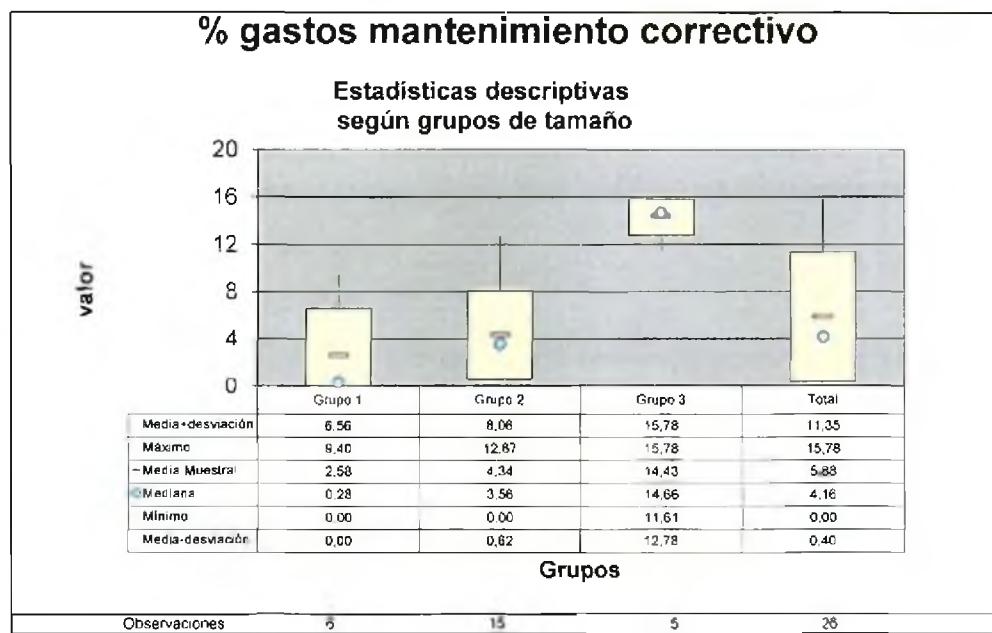
Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda..

Para explorar en mayor profundidad la relación entre el costo de AOM y la antigüedad, se hizo un análisis similar al de la figura 16, definiendo los grupos según rangos de antigüedad de los tramos, menos de 10 años el grupo 1, entre 10 y 20 años el grupo 2 y más de 20 años el grupo 3, y con la variable del porcentaje de gastos de mantenimiento correctivo, la cual se pudo obtener como la diferencia entre el costo AOM total reportado y el costo AOM informado sin incluir tales gastos, sobre el costo AOM total.

En la Figura 19 aparece este resultado. Así, el porcentaje promedio de costos de mantenimiento correctivo es significativamente mayor en el grupo de los cinco tramos más antiguos respecto de cualquiera de los otros dos grupos, mientras que entre estos últimos la diferencia de sus medias no es significativa estadísticamente.

Este resultado confirma que hay un comportamiento significativamente distinto en los cinco tramos más antiguos, pero no se puede concluir que la explicación sea la antigüedad, pues coincide con que también son los más largos (esto debido a que incluyen ramales), en promedio son los de mayor porcentaje de utilización de la capacidad y pertenecen a una misma empresa, siendo los únicos tramos reportados por la misma.

Figura 19: Porcentaje de gastos de mantenimiento correctivo en el total de costo AOM, por grupos según rangos de años de antigüedad

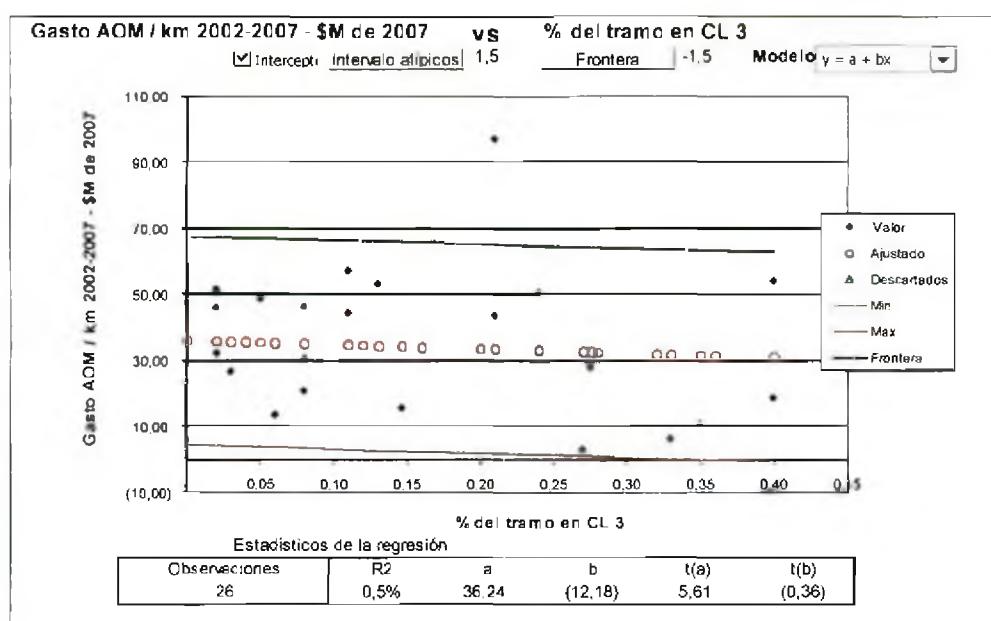


Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda.
 Nota: Se descartó la Troncal 16" de Transoccidente, que con 10 años de antigüedad reportó 23% de gasto de mantenimiento correctivo.

5.6. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILOMÉTRO EN FUNCIÓN DEL "CLASS LOCATION"

En la **Figura 20** se muestra la relación entre el costo de AOM por kilómetro y el porcentaje del tramo de gasoducto en "CL 3" (la clase 3 del *class location*). Los resultados para cualquiera de las otras tres clases son similares. La gráfica permite observar que para todos los porcentajes en "CL 3" aparecen costos de AOM por kilómetro altos y bajos, lo que se refleja en un porcentaje de explicación de la varianza del costo de AOM por kilómetro cercana a cero ($R^2=0.5\%$) y una estadística t del parámetro b muy baja ($t(b)=0.36$). En consecuencia, se concluye que el costo de AOM no es sensible a la distribución del *class location*.

Figura 20: Costo de AOM anual promedio de 2002 a 2007 por kilómetro en función del porcentaje de la clase CL 3 del *class location*

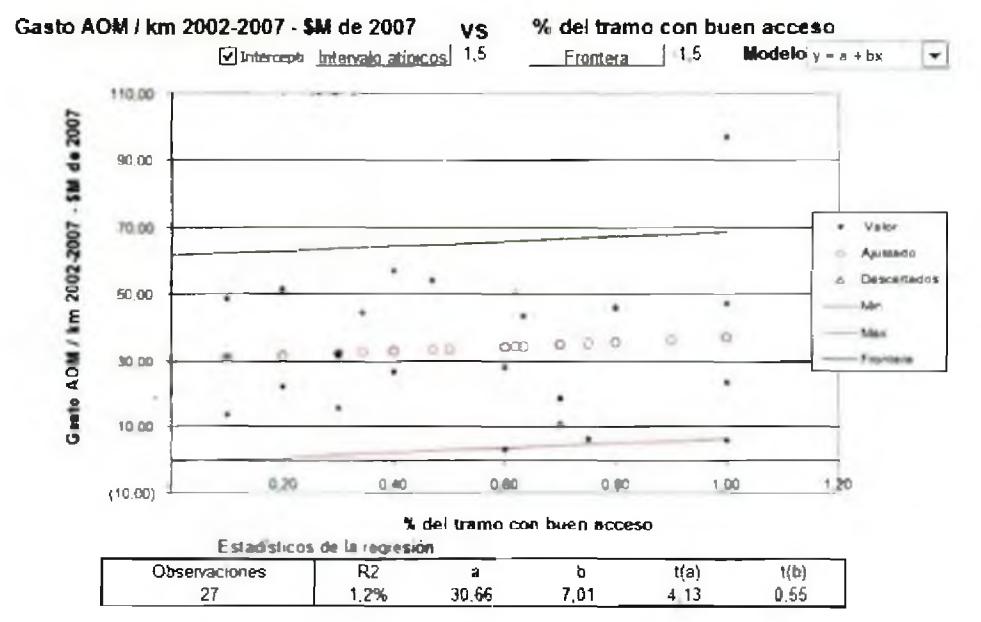


Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda.
Nota: Se descartó la Troncal 16° de Transoccidente por ser una observación atípica para las variables graficadas.

5.7. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILOMÉTRO EN FUNCIÓN DE LA ACCESIBILIDAD AL GASODUCTO

En la **Figura 21** se muestra la relación entre el costo de AOM por kilómetro y el porcentaje de la longitud del tramo de gasoducto que pasa por terreno con accesibilidad buena, esto es, el complemento del porcentaje corresponde a terreno con accesibilidad regular y mala. La gráfica permite observar que para todos los porcentajes en terreno montañoso aparecen costos de AOM por kilómetro altos y bajos, lo que se refleja en un porcentaje de explicación de la varianza del costo de AOM por kilómetro muy pequeño ($R^2=1.2\%$) y una estadística t del parámetro b baja ($t(b)=0.55$). Se hizo también el análisis tomando el porcentaje de la longitud del tramo de gasoducto que pasa por terreno de acceso malo, esto es, que en el complemento queda lo que pasa por terreno con accesibilidad buena y regular, obteniéndose igualmente un resultado estadísticamente deficiente. Así, el costo de AOM no es sensible a la composición del tramo por niveles de acceso.

Figura 21: Costo de AOM promedio de 2002 a 2007 por kilómetro en función del porcentaje de tramo con buena accesibilidad



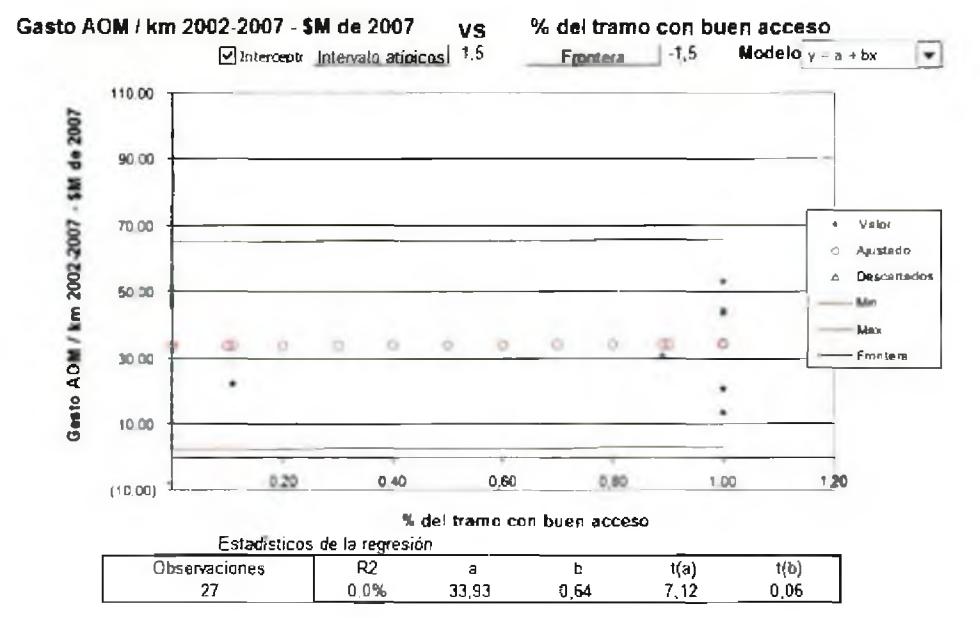
Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda..

5.8. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILÓMETRO EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE ESTACIONES DE COMPRESIÓN

En la Figura 22 se muestra la relación entre el costo de AOM por kilómetro y el número de estaciones de compresión. La gráfica permite observar que tanto para los tramos que cuentan con estación de compresión como para los que no, aparecen costos de AOM por kilómetro altos y bajos, lo que se refleja en un porcentaje de explicación de la varianza del costo de AOM por kilómetro bajo ($R^2=0.0\%$) y una estadística t del parámetro b baja ($t(b)=0.06$).

Es decir, el hecho de tener estación de compresión no afecta el costo AOM del gasoducto, lo cual no significa que exista un costo propio de la estación, que está reportado aparte para ese activo.

Figura 22: Costo de AOM promedio de 2002 a 2007 por kilómetro en función del número de estaciones de compresión

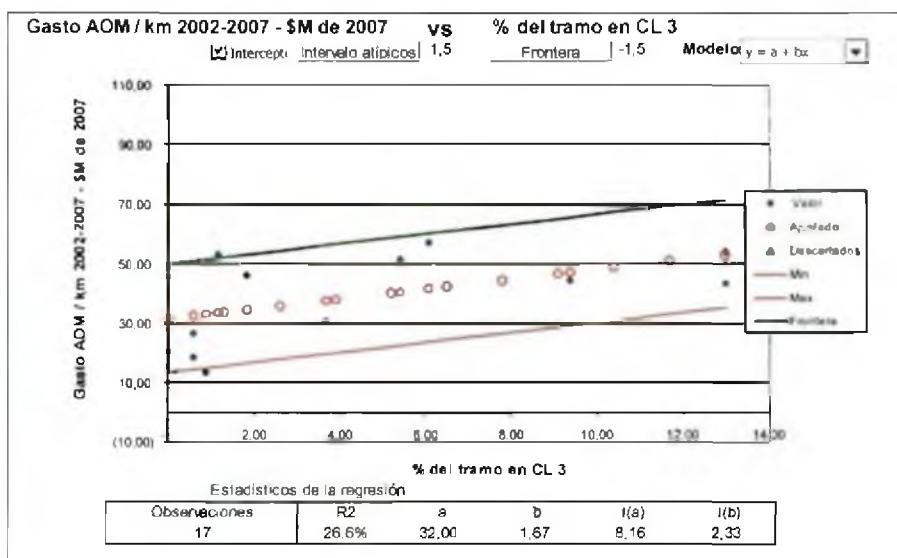


Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda..

5.9. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 POR KILOMETRO EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE INCIDENCIAS DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTECNIA

El número de incidencias de obras civiles y de geotecnia con costo superior a \$100 millones fue reportado por las dos empresas más grandes, para un total de 17 tramos de gasoducto⁹. Ambas empresas reportaron la inmensa mayoría de incidencias en el primer rango, esto es, de un monto menor que \$100 millones. Las incidencias por encima de este monto son realmente pocas, pero al ponderarlas en proporción a la magnitud de su rango de valor adquieren importancia para el análisis¹⁰, no obstante, es importante aclarar que debido a que la ponderación mencionada refleja el costo total por dichas incidencias, en el fondo se está utilizando una variable de resultado (efecto en el costo) en lugar de una variable de caracterización (condición geotécnica de los terrenos). La gráfica siguiente muestra que un 27% de la varianza del gasto de AOM por kilómetro es explicado, con significancia estadística ($t=8.16$), por la suma ponderada de incidencias de obras civiles y de geotecnia mayores de \$100 millones.

Figura 23: Costo de AOM promedio de 2002 a 2007 por kilómetro en función de la suma ponderada de incidencias de obras civiles y de geotecnia mayores de \$100 millones, promedio de 2002 a 2007



Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de Divisa Ingenieros Asociados Ltda..

⁹ Otras empresas reportaron solo incidencias con costo menor que \$100 millones, en tipo 0. Algunas de ellas mencionaron que las de mayor valor las llevan al activo (las tratan como inversión). Por otra parte, cinco de las 17 observaciones son de una sola empresa y corresponden a los gasoductos, mencionados anteriormente en este capítulo del informe, más largos, antiguos, de mayor promedio de uso de la capacidad y que incluyen los tramos ramales.

¹⁰ El análisis que se presenta fue motivado por los comentarios de EEB-TGI a la versión de este informe complementario del estudio, publicado en la página WEB de la Comisión mediante la Circular CREG 015 de 2009

A continuación se indica cómo se construyó la variable “*suma ponderada de incidencias de obras civiles y de geotecnia mayores de \$100 millones*”.

Para cada tipo de incidencias se tomó el punto medio del rango de valor de estas que representa; así:

TIPO	RANGO	PUNTO MEDIO
Tipo 0	incidencias menores o iguales a \$100 millones	se tomó \$50 millones.
Tipo 1	incidencias entre >\$100 y \$250 millones	se tomó \$175 millones.
Tipo 2	incidencias entre >\$250 y \$500 millones	se tomó \$375 millones.
Tipo 3	incidencias mayores que \$500 millones	se tomó \$750 millones.

Luego se dividieron los valores de los puntos medios de los rangos entre el mínimo, esto es, \$50 millones. Entonces los factores de ponderación son:

TIPO	PONDERADOR
Tipo 0	1.0
Tipo 1	3.5
Tipo 2	7.5
Tipo 3	15.0

Cada observación se multiplicó por el ponderador correspondiente; se promediaron las observaciones de los años 2002 a 2007 para cada tipo de incidencias y cada tramo; y se calculó la sumatoria sobre los tipos 1 a 3 para cada tramo, quedando dos variables por tramo: número ponderado de incidencias de obras civiles y de geotecnia menores o iguales que \$100 millones (tipo 0) y suma ponderada de incidencias de obras civiles y de geotecnia mayores de \$100 millones (tipos 1 a 3). De todas maneras se conservaron las variables promedio anual del número ponderado de incidencias de cada tipo para el análisis de regresión múltiple que se presenta más adelante.

5.10. COSTO DE AOM ANUAL PROMEDIO DE 2002 A 2007 EN FUNCIÓN DE MÁS DE UNA VARIABLE DE CARACTERIZACIÓN

En esta sección se presentan primero los análisis realizados con más de una variable de caracterización, utilizando el conjunto de 27 observaciones de tramos de gasoducto que permitieron realizar los análisis gráficos anteriores, excepto el último. Luego se muestran los resultados de los modelos de ajuste lineal, en función de dos o más variables independientes, realizados sobre las 17 observaciones de gasoductos con incidencias de geotecnia mayores de \$100 millones, como se explicó en el último análisis gráfico de la sección anterior.

✓ *Análisis con el total de observaciones de tramos de Gasoducto*

Se hicieron varios análisis de regresión múltiple con el objeto de explicar el costo de AOM anual en función de las variables de caracterización descritas en los apartes anteriores. Se utilizaron todos los tramos que tuviesen información completa y se concluyó lo siguiente:

- El máximo porcentaje de la varianza del costo anual de AOM que se logra explicar es 95.08% con 13 grados de libertad¹¹ (estadística F altamente significativa); esto es, incluyendo todas las variables de caracterización, a saber, diámetro promedio, longitud, capacidad, volumen transportado, porcentaje de tramo en CL 1, CL 2 y CL3 del *class location* (no se incluye CL 4 para no generar multicolinalidad), porcentaje de tramo con regular accesibilidad, porcentaje de tramo con mala accesibilidad y número de estaciones (no se incluye el número de incidencias de obras civiles y de geotecnia porque se pierden 7 observaciones adicionales).
- Al sacar las variables de *class location*, nivel de acceso y número de estaciones de compresión, se reduce el porcentaje de explicación de la varianza del costo AOM a 92,85%; es decir, estas 6 variables (pues el *class location* se representa con 3 variables y el acceso con dos variables) contribuyen a explicar solo un 2.23% de dicha varianza, lo que es consecuente con las conclusiones gráficas obtenidas sobre las mismas.

¹¹ 25 observaciones (pues 2 no tienen dato de capacidad) menos 12 parámetros a estimar.

- Al sacar además la variable de antigüedad, se reduce el porcentaje de explicación mencionado a 90.36%, por lo que esta variable aporta 2.49% a dicha explicación. Además de no ser muy grande el aporte, no es posible saber si el efecto es debido a la antigüedad o a un comportamiento distinto de estas observaciones que son de una misma empresa y que incluyen tramos ramales, como se ha explicado anteriormente.
- Al descartar adicionalmente el diámetro, por tener una correlación alta tanto con la capacidad como con el volumen promedio transportado, se encontró que la longitud, el volumen promedio transportado y la capacidad explican el 90.00% de la varianza del costo anual de AOM. Esto es, las ocho restantes variables de caracterización, dado que las tres mencionadas se están utilizando en el modelo, contribuyen a explicar un 5.08% adicional de dicha varianza.
- Los resultados más importantes del modelo con las tres variables de caracterización mencionadas en el punto anterior, se presentan a continuación:

Número de observaciones = 25

$F(4, 20) = 63.00$

$R^2 = 0.9000$

Variable	Coeficiente estimado	t
Longitud	20.65	4.89
Volumen promedio transp.	39.90	5.34
Capacidad	-1.09	-0.32
Constante	-142.52	-0.20

- La baja significancia estadística de la capacidad en el análisis anterior ($t = -0.32$), permite descartarla, lo cual permite a su vez recuperar las dos observaciones que no tienen dato de capacidad. El resultado es que con solo dos variables, la longitud y el volumen promedio transportado, se explica el 90.48% (el R^2 no es comparable con el de la anterior regresión porque se tienen dos observaciones más):

Número de observaciones = 27

$F(3, 23) = 114.03$

$R^2 = 0.9048$

Variable	Coeficiente estimado	t
Longitud	20.95	5.51
Volumen promedio transp.	38.58	6.68
Constante	-238.98	-0.43

- **Conclusión:** Las variables que afectan de manera significativa el costo de AOM de los gasoductos troncales son la longitud de estos y el volumen promedio transportado.

En este estudio se tienen 27 observaciones completas. Considerando los niveles de ajuste obtenidos con las variables que afectan en mayor grado el costo de AOM, este número de observaciones es suficiente para llegar a las conclusiones alcanzadas. En el informe del Estudio de 2008 se demostró que 21 observaciones eran suficientes para validar estadísticamente las conclusiones obtenidas.

Aunque la antigüedad contribuye en un poco más de dos puntos porcentuales adicionales a explicar la varianza del costo total de AOM, no es claro que el efecto sea por esa variable, pues las cinco observaciones de mayor antigüedad coinciden en ser las de mayor longitud, debido a que incluyen tramos ramales, en tener el mayor porcentaje promedio de utilización de la capacidad y en el hecho de pertenecer a una misma empresa y constituir el total de sus observaciones.

De esta manera, se confirman las conclusiones sobre tramos de gasoducto troncales del Estudio de 2008. Es importante aclarar que el resultado sobre la mayor contribución del volumen promedio transportado para explicar la varianza del costo de AOM, respecto de otras variables de gran significado teórico como el diámetro o la capacidad del gasoducto, se debe a que en el conjunto de observaciones se produjo con la primera un mejor ajuste lineal que con las segundas. La realidad es que estas variables – volumen promedio transportado, diámetro y capacidad –, están muy correlacionadas, pues el volumen que se espera transportar es el parámetro de diseño para dimensionar la capacidad y, por ende, el diámetro del gasoducto.

- ✓ **Análisis con 17 observaciones de tramos de Gasoducto para las cuales se reportaron incidencias de Geotecnia con valores mayores de M\$100**

A continuación se muestran los resultados sobre la explicación del costo de AOM en función de la longitud, el diámetro y las incidencias de geotecnia¹², realizado con 17 observaciones.

¹² Estas variables fueron sugeridas en los comentarios de EEB-TGI a la versión de este informe complementario del estudio, publicado en la página WEB de la Comisión mediante la Circular CREG 015 de 2009.

- **Modelo 1:** Costo de AOM en función de longitud, diámetro, incidencias tipo 0, incidencias tipo 1, incidencias tipo 2 e incidencias tipo 3.

Número de observaciones = 17

$$F(4, 10) = 48.57$$

$$R^2 = 0.9668$$

Variable	Coeficiente estimado	t
Longitud	17.31	2.63
Diámetro	168.76	5.34
Tipo 0	18.36	0.41
Tipo 1	-340.55	-0.64
Tipo 2	1584.68	5.65
Tipo 3	799.16	4.88
Constante	-1114.03	-0.82

Como se observa, el ajuste es muy bueno (R^2 superior a 96%) y las variables diámetro, incidencias tipo 2 e incidencias tipo 3 son significativas estadísticamente. La variable longitud está en el límite y las variables de incidencias tipo 0 y tipo 1 no son significativas estadísticamente.

Sacando del modelo las variables de número ponderado de incidencias tipo 0 y tipo 1 la reducción del porcentaje de explicación de la varianza del costo de AOM es muy pequeña y las estadísticas F y t mejoran:

- **Modelo 2:** Costo de AOM en función de longitud, diámetro, incidencias tipo 2 e incidencias tipo 3.

Número de observaciones = 17

$$F(4, 12) = 83.65$$

$$R^2 = 0.9654$$

Variable	Coeficiente estimado	t
Longitud	19.56	5.12
Diámetro	156.73	2.35
Tipo 2	1498.51	6.48
Tipo 3	804.74	5.58
Constante	-1247.12	-0.99

Se probó el modelo sin las variables de incidencias civiles para observar cuánto contribuyen las variables de número ponderado de incidencias tipo 2 y tipo 3 a explicar la varianza del costo de AOM.

- **Modelo 3:** Costo AOM en función de longitud y diámetro.

Número de observaciones = 17

$$F(4, 14) = 25.87$$

$$R^2 = 0.7871$$

Variable	Coeficiente estimado	t
Longitud	41.56	7.11
Diámetro	391.66	2.87
Constante	-6023.73	-2.40

Se observa entonces como las incidencias tipo 2 y tipo 3 contribuyen en 17.83% adicional a la explicación de la varianza. Sin embargo, es importante mencionar que respecto de un modelo que considere la longitud y el volumen promedio transportado, esta contribución adicional se reduce a 6.92%, porque al reemplazar el diámetro por el volumen promedio transportado en el modelo 2 el coeficiente de correlación múltiple se incrementa en 10.84%. De nuevo, esto es utilizando la información suministrada sobre este conjunto de 17 tramos y con las anotaciones ya hechas.

- **Conclusión:** Si bien hay limitaciones de información, es claro que el número de incidencias civiles de mayor cuantía (tipos 2 y 3: mayores de \$250 millones) ponderadas en proporción al rango de costo en que se ubican entre ellas y respecto de las de menos cuantía, recogen en buena parte el efecto que los agentes han querido demostrar a través de otras variables que físicamente tienen mucha significación pero que estadísticamente no han funcionado, como son las condiciones de topografía, la accesibilidad y el "class location"; sin embargo, al ponderar dicho número de incidencias de forma acorde con el rango de costo, se está reflejando el resultado mismo o efecto costo de dichas incidencias. Esto es, se está utilizando una variable de resultado más que una variable de caracterización, como lo son las variables de topografía, accesibilidad y "class location" antes mencionadas.

Es interesante destacar que algunos transportadores informaron que no habían reportado incidencias mayores que \$100 millones por que las habían activado, esto es, tratado como inversión (mayor valor del activo). En la medida en que en la solución a una incidencia de geotecnia, especialmente en las de mayor cuantía (que son las que conducen al resultado estadístico mostrado), se busca llevar a cabo las obras civiles necesarias para evitar o al menos reducir la probabilidad de que el problema se vuelva a repetir, se está incrementando la confiabilidad del gasoducto, lo cual tiene sentido que se considere como una inversión.

6. CONCLUSIONES

Recopilando los resultados obtenidos en el Estudio de 2008 e incorporando los análisis complementarios objeto del presente informe, se obtienen las siguientes conclusiones finales:

- La consultoría realizó un análisis global de todos los tópicos involucrados en los procesos de administración, operación y mantenimiento (AOM) de un sistema de transporte de gas natural en Colombia y con el aporte de los diferentes agentes de la industria, logró identificar las actividades típicas desarrolladas, establecer los costos asociados y realizar sensibilidades al gasto de AOM, con respecto a diversas variables de caracterización.
- Dando cumplimiento a los objetivos del estudio, la consultoría identificó cerca de 150 actividades macro, estructuradas de manera lógica y coherente bajo el esquema de procesos y subprocesos aplicables a la administración, operación y mantenimiento (AOM) de un sistema de transporte de gas natural en Colombia, con base en lo cual se definió una matriz completa y detallada, como punto de partida para lograr una estandarización de prácticas y procesos de AOM en el sector, a la vez que permitió el desarrollo y construcción de unidades típicas de costeo.
- La matriz de actividades se desarrolló con base en una minuciosa investigación de antecedentes normativos y reglamentarios a nivel nacional e internacional, ajustada en concordancia con las observaciones, comentarios y sugerencias que aportaron los agentes de la industria del transporte de gas natural en Colombia y terceros interesados.
- Las frecuencias definidas en la matriz de actividades y empleadas en los análisis económicos del estudio, fueron determinadas con ajuste a una compilación de documentos técnicos y reglamentarios aplicables al transporte de gas natural en Colombia. De igual manera, se incorporaron los criterios de frecuencia reportados por los agentes, mediante un análisis estadístico que permitió establecer las frecuencias medias de ejecución de las mismas, las cuales fueron adoptadas por la consultoría como referente.
- La operación eficiente de un sistema de transporte de gas, involucra diferentes aspectos relacionados con la implementación de desarrollos tecnológicos, manejo de impactos ambientales, control de condiciones de seguridad, relaciones con la comunidad, y demás criterios que determinan disímiles tipologías de red, cuyo estudio detallado es

indispensable para obtener un modelo válido de referencia en condiciones uniformes de operación, bajo un esquema de costos eficientes.

- La consultoría, sobre bases reales de circunstancias y tecnología, obtenidas a través de la experiencia del equipo de trabajo, adoptó como referente para la determinación y análisis de costos, un modelo de transporte tipo, debidamente caracterizado, para el cual se recolectó cuantiosa información de costos administrativos y operacionales, estableciendo de manera complementaria, comparativos con datos extraídos de procesos licitatorios recientes, que permitieron verificar la consistencia del modelo y validar su aplicabilidad. De otra parte, en concordancia con los objetivos del estudio, la consultoría determinó que una forma de contrastar los resultados de la aplicación del sistema *DEA*, es conocer cómo se comportaría un conjunto de empresas frente a distintas variables de análisis. Este comportamiento puede obtenerse mediante la aplicación de herramientas estadísticas que permitan inferir al universo lo encontrado en una muestra, lo cual significa que el modelamiento de un sistema de transporte tipo no pretende ser usado para estimar o construir fronteras de eficiencia, sino simplemente para ofrecerle al Regulador un mecanismo válido para establecer parámetros de comparación.
- La consultoría efectuó un minucioso estudio de precios unitarios aplicables al gasoducto tipo para cada ítem de la matriz de actividades, que permitió obtener un gasto anual de AOM a través de indicadores de costo unitario en función de las variables de mayor impacto.
- Mediante la información aportada por los agentes a través de los formularios de encuesta, se logró la caracterización de 3.894 km de gasoductos y 8 estaciones compresoras, que corresponde aproximadamente al 56,84% del SNT, cifra que denota un alto nivel de representatividad de la información analizada, con los siguientes resultados:
 - ✓ Acorde con la tendencia de la industria, se observa una marcada diferencia entre los costos de AOM de los tramos troncales con respecto a los de tramos ramales, siendo los primeros notoriamente más eficientes que los segundos, principalmente en razón al mayor volumen de combustible transportado por kilómetro de gasoducto.
 - ✓ El gasto de AOM reconocido en el año 2007, para los sistemas de transporte caracterizados por la consultoría, equivale al 71,3% del gasto ponderado promedio anual de AOM total (incluido mantenimiento correctivo) reportado por la industria para tales sistemas, correspondiente al periodo 2004 a 2007.

- ✓ El gasto promedio anual de AOM reportado por los Agentes para el periodo 2004 a 2007 (incluido mantenimiento correctivo), representa un ponderado de 7,6% respecto de la inversión base reconocida para fines regulatorios a los gasoductos que forman parte del SNT caracterizado.
- La consultoría realizó un análisis econométrico detallado sobre sensibilidades al gasto, a partir de la información aportada por los agentes para el periodo comprendido entre 2002 y 2007 sobre costos de AOM y caracterización por tramo de los gasoductos troncales de los distintos sistemas de transporte, el cual permitió alcanzar las siguientes conclusiones:
 - ✓ Las variables de caracterización que afectan en mayor grado los costos de AOM de los sistemas de transporte son la longitud y el volumen anual promedio de gas transportado; las demás variables analizadas, como diámetro promedio, distribución porcentual del *class location* y la facilidad de acceso para fines de inspección y mantenimiento, denotan una incidencia de afectación mínima sobre los costos de AOM reportados por los agentes.
 - ✓ Dado que en las observaciones más representativas, la variable antigüedad de los sistemas coincide con otras como la longitud y la utilización de la capacidad, no es posible determinar el impacto de esta variable de manera independiente sobre los costos de AOM.
 - ✓ Para los tramos troncales no existen economías de escala en función de la longitud, ya que se aprecia un costo promedio constante de AOM por kilómetro de gasoducto que se aproxima a M\$ 37 anuales expresados en pesos del año 2007.
 - ✓ El costo del AOM (sin incluir los costos de mantenimiento correctivo) obtenido para el modelo de transporte tipo de 400 km de longitud, está dentro del rango definido por la línea que refleja la tendencia central del costo AOM, más o menos 1,5 desviaciones estándar, dentro del cual aparecen 2 puntos más correspondientes a los gasoductos de mayor longitud, lo que demuestra la validez del modelo, planteado como un punto de referencia alcanzable.
 - ✓ El ajuste lineal con la variable volumen de gas transportado, denota una tendencia del gasto total de AOM (promedio 2002-2007 por unidad de longitud) en términos de un costo fijo, independiente del volumen de gas transportado, estimado en M\$ 8,05 por kilómetro de gasoducto, más un costo adicional aproximado de M\$ 7,77 veces el logaritmo del volumen promedio transportado en dicho periodo, cifras que están expresadas en pesos de 2007. La tendencia logarítmica se explica, en parte, por el

comportamiento observado de una mayor utilización de la capacidad de los tramos, a medida que aumenta la longitud de los mismos (crecimiento no lineal), aunque podría estar afectada por los ramales incluidos en las troncales más largas.

- Finalmente, es importante precisar el marco de referencia sobre el cual se estructuró el cálculo de los costos unitarios de AOM para el modelo de transporte tipo, el cual involucra el cumplimiento de la totalidad de los criterios de costeo establecidos en el *Estudio de 2008 (Numeral 3.2 y Tabla 2)*. Este constituye en sí mismo un referente que estipula los requisitos mínimos a cumplir por parte de los Agentes que desarrollan la actividad de transporte de gas natural en Colombia, como base para el reconocimiento de los costos eficientes de AOM que les sean aplicables, en concordancia con las particularidades específicas de sus respectivos sistemas de transporte.

ANEXOS

ANEXO 1

**FORMULARIOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE
TRANSPORTE (SNT) Y LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN (EC)**

ANEXO 1.1

**FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DEL
SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL**

FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL

INSTRUCCIONES DE DILIGENCIAMIENTO

- INSTRUCCIONES DE USO AMBIENTAL**

 1. La información sobre el tráfico en Madrid magnificada en formato EXCEL por Microsoft Office versión 2003 o posterior.
 2. Iniciar la fila donde se requiere de acuerdo con los cálculos e indicaciones que se presentan a continuación. En ningún caso se deberá insertar columnas ni filas.
 3. Es importante que la **TOTALIDAD** de la información solicitada sea completa para cada fila del formulario. Una incompleta no será tenida en cuenta.
 4. Celdas:
 - a. Columna C. Sistema: e ingresar el nombre asignado por el Transportador al respectivo sistema de transporte (por ejemplo: Corredores).
 - b. Para TRONCAL: Columna C: Nombre del Tramo = Ingresar el nombre del tramo TRONCAL del sistema de acuerdo con las tramas definidas en las Recalculaciones de cargas reguladas vigentes (por ejemplo: Vizcaya - La Ballena). Agrégale a grupo de tramas donde sea necesario en caso que se trate de la información detallada por tramos en su entero diagnóstico hasta el nivel de significación tal que la información solicitada sea completa para el respectivo tramo. En caso de agrupar cuatro de diez tramos y considerar la información debida sin ponderar con respecto a la longitud, cada uno es igual a cuatro.
 - c. Para RAMALEAS: Columna C: Nombre del Tramo = Ingresar el nombre de las RAMALEAS del respectivo tramo TRONCAL del sistema de tránsito con las ramblas definidas para cada tramo TRONCAL en las Recalculaciones de cargas reguladas vigentes según lo indicado en 4.c. Los Ramales del tramo TRONCAL se codifican en la Columna F como 1, 2, 3, b, 3, etc., los del tramo TRONCAL "b" del mismo Sistema como 1, 2, b, 3, etc., y así sucesivamente. Ponderar la información con respecto a la longitud de cada cuadro cuando se requiera.
 5. Columna H. Dámetro Promedio Ponderado (en kilómetros): e ingresar el diámetro promedio ponderado del tramo [Troncal o Ramal], de acuerdo con lo indicado en 4.b y 4.c
 6. Columna I. Longitud Total (en km): e ingresar la longitud total del tramo [Troncal o Ramal]
 7. Columna J. Capacidad Nominal Promedio Ponderada (en MPGD): e ingresar la capacidad nominal promedio ponderada del tramo [Troncal o Ramal] durante los años 2002 (Columna K), 2003 (Columna L), 2004 (Columna M), 2005 (Columna N), 2006 (Columna O) y 2007 (Columna P)
 8. Columnas K a P: Valores Promedio Transportado (en MPGD): e ingresar el volumen promedio transportado de tráfico de ACSM correspondiente al tramo indicado [Troncal o Ramal] calculados durante los años 2002 (Columna Q), 2003 (Columna R), 2004 (Columna S), 2005 (Columna T), 2006 (Columna U) y 2007 (Columna V). Se deben ingresar los valores de ACSM correspondientes a las Estaciones de Compresión y escaladas al tramo (ver Form. Carga EC-V4).
 9. Columna W. Año de Entrada en Operación (Inical): e ingresar la fecha de inicio en operación del tramo [Troncal o Ramal], que figura en el expediente identificativo (Columna X). Se calcula automáticamente. - NO INGRESAR DATOS
 10. Columnas Y a AB. Clase I localización (en %): e ingresar la composición porcentual de acuerdo a la Clase de Localización correspondiente al tramo de transporte de acuerdo con los siguientes criterios y las prescripciones establecidas sobre el pertinencia en el Código AMIS B31.8
 - (1) Clase 1 (Columna Y)

Porción del resultado del tramo [Troncal o Ramal] que discurre por localidades de la Clase 1, cualquier sección específica de 1,6 km (1 milla) de longitud que contenga 10 o más edificaciones destinadas para ocupación humana - es decir, localidades de la Clase 1 tienen por objeto reflejar zonas residenciales de asentamientos, terrenos mortuorios, lomas de pastel, terrazas de cultivo, áreas de bajo desarrollo poblacional, zonas costeras, etc., o cualquier combinación de éstas.
 - (2) Clase 2 (Columna Z)

Porción del resultado del tramo [Troncal o Ramal] que discurre por una sección de la Clase 2, cualquier sección específica de 1,6 km (1 milla) de longitud que contenga más de 10 edificios menores de 40 m² de superficie de planta para ocupación humana. Las localidades de la Clase 2 tienen por objeto reflejar zonas con alta densidad residencial entre una localidad de la Clase 1, tales como corredores periféricos alrededor de pueblos y ciudades, ediciones industriales y suburbanas, áreas rurales, carreteras y vías principales y otras unidades rurales.
 - (3) Clase 3 (Columna AA)

Porción del resultado del tramo [Troncal o Ramal] que discurre por localidades de la Clase 3, cualquier sección específica de 1,6 km (1 milla) de longitud que contenga más de 40 edificaciones destinadas para ocupación humana y no sea parte de la Clase 1 o la Clase 2. Las localidades de la Clase 3 tienen por objeto reflejar zonas tales como desarrollos residenciales suburbanos, sectores industriales urbanos y otras áreas poblacionales de la Clase 3.
 - (4) Clase 4 (Columna AB)

Porción del resultado del tramo [Troncal o Ramal] que discurre por localidades de la Clase 4, cualquier sección específica de 1,6 km (1 milla) de longitud que incluya áreas de construcción y edificaciones de 4 o más plantas o habitaciones que se presentan un tráfico vehicular de tráfico de pasaje y pueden existir numerosas edificaciones de servicios públicos domésticos. En las edificaciones de 4 o más plantas habitacionales se incluirá el primer piso al nivel del terreno, así este no forme el casco de habitación. La cantidad y profundidad de los sótanos y semisótanos que tengan la misma actividad que el edificio.
 11. Columnas AC a AE. Facilidad de Acceso (en %): e ingresar la facilidad de acceso correspondiente al tramo de reporte, de acuerdo con los siguientes criterios
 - (1) Buses (Columna AC)

Porcentaje del resultado del tramo [Troncal o Ramal] con acceso vehicular hasta la hora de 1 km del punto medio por la vía principal del desvío/mirada.
 - (2) Rodar (Columna AD)

Porcentaje del resultado del tramo [Troncal o Ramal] con acceso vehicular hasta la mitad de 1 km del punto medio por vías secundarias o carreteras abiertas.
 - (3) Mata (Columna AE)

Porcentaje del resultado del tramo [Troncal o Ramal] con acceso vehicular hasta la mitad de la periferia.
 12. Columna AF. Entidades de Comunicación (en %): e ingresar el número de entidades de comunicación, incluyendo empresas de telecomunicaciones y empresas de Internet.

NOTA: En el **4**) y **5)** se indica la **fecha de creación y nombre de la entidad** y **lugar** de establecimiento de la organización correspondiente al **segundo** y **tercer** Trimestre.

ANEXO 1.2

FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DE INCIDENCIAS DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTÉCNIA

EMPRESA				FECHA (dd/mm/aa)																								
	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y					
Sistema	Nombre del Tramo	Ductos	Item	INCIDENCIA DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTÉCNIA																								
				2002			2003			2004			2005			2006			2007									
				Tipos 1	Tipos 2	Tipos 3	Tipos 1	Tipos 2	Tipos 3	Tipos 1	Tipos 2	Tipos 3	Tipos 1	Tipos 2	Tipos 3	Tipos 1	Tipos 2	Tipos 3	Tipos 1	Tipos 2	Tipos 3	Tipos 1	Tipos 2	Tipos 3				
1	Sistema 1	1.1 TRONCALES	a.																									
			b.																									
			c.																									
				Subtotal		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
				1.2 RAMALES	a.1																							
					b.1																							
					c.1																							
				Subtotal		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
					Total Sistema 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		2	Sistema 2	2.1 TRONCALES	a.																							
b.																												
c.																												
				Subtotal		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				2.2 RAMALES	a.1																							
					b.1																							
					c.1																							
				Subtotal		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
					Total Sistema 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Sistema 3			3.1 TRONCALES	a.																							
		b.																										
		c.																										
				Subtotal		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				3.2 RAMALES	a.1																							
					b.1																							
					c.1																							
				Subtotal		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
					Total Sistema 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					TOTAL GENERAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

INSTRUCCIONES DE DILIGENCIAMIENTO

1. La información solicitada debe ser presentada en medio magnético en formato EXCEL para Microsoft Office Versión 2003 o posterior.
2. Insertar filas donde se requiera, de acuerdo con los criterios e indicaciones que se presentan a continuación. En ningún caso se deberán insertar columnas.
3. Es importante que la TOTALIDAD de la Información solicitada sea completa para cada fila del formulario. Filas incompletas no serán tenidas en cuenta.
4. Celdas:
 - a. Columna C: Sistema = Ingresar el mismo nombre asignado por el Transportador al respectivo sistema de transporte caracterizado mediante el Formulario Form. Carac. SNT_v4
 - b. Para TRONCALES: Columna G: Nombre del Tramo = Ingresar el mismo nombre del tramo TRONCAL del sistema caracterizado mediante el Formulario Form. Carac. SNT_v4.
 - c. Para RAMALES: Columna G: Nombre del Tramo = Ingresar el mismo nombre e identificación (Columna F) de los RAMALES del respectivo tramo TRONCAL del sistema caracterizado mediante el Formulario Form. Carac. SNT_v4.
 - d. Columnas H a Y: Incidencia de Obras Civiles y de Geotécnia = Para cada año de 2002 a 2007, ingresar el número de incidencias (ocurrencias de eventos que implican la ejecución de obras puntuales) derivadas de la materialización de amenazas naturales tales como erosión, deslizamientos, inundaciones, fallas geológicas, etc., y/o del mantenimiento y reparación de cruces aéreos y subfluviales, cuyo costo haya sido de por lo menos 100 millones de pesos cada una. Utilice las tres columnas previstas para cada año, así:
 - (1) Tipo 1 (Columnas H, K, N, Q, T y W) Ingresar el el número de incidencias con valores mayores o iguales a 100 millones de pesos pero menores a 250 millones de pesos.
 - (2) Tipo 2 (Columnas I, L, O, R, U y X) Ingresar el el número de incidencias con valores mayores o iguales a 250 millones de pesos pero menores a 500 millones de pesos.
 - (3) Tipo 3 (Columnas J, M, P, S, V y Y) Ingresar el el número de incidencias con valores mayores o iguales a 500 millones de pesos.

ANEXO 1.3

**FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DE LAS
ESTACIONES COMPRESORAS (EC) ASOCIADAS AL
SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL**

FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DE LAS ESTACIONES COMPRESORAS (EC) ASOCIADAS AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL

EMPRESA										FECHA		(dd/mm/aa)					
										Página	de			EC.v4			
B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q		
Item	Sistema	Item	Nombre de la Estación Compresora	Capacidad Nominal en bhp (bhp)	Capacidad Nominal en MPCD (MPCD)	Volumen Promedio Comprimido (MPCD)						Total Gastos de AOM de la Estación Compresora (Millones de Pesos)					
1.		a.1				2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007
		b.1															
		c.1															
Total Sistema 1						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.		a.1															
		b.1															
		c.1															
Total Sistema 2				0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.		a.1															
		b.1															
		c.1															
Total Sistema 3						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GENERAL						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

INSTRUCCIONES DE DILIGENCIAMIENTO

1. La información solicitada debe ser presentada en medio magnético en formato EXCEL para Microsoft Office Versión 2003 o posterior.
2. Insertar filas donde se requiera, de acuerdo con los criterios e indicaciones que se presentan a continuación. En ningún caso se deberán insertar columnas.
3. Es importante que la TOTALIDAD de la información solicitada sea completa para cada fila del formulario.
4. Celdas:
 - a. Columna C: Sistema = Ingresar el nombre asignado por el Transportador al respectivo sistema de transporte (por ejemplo: Centroriente).
 - b. Columna E: Nombre de la Estación = Ingresar el nombre de la Estación Compresora, en concordancia con los tramos definidos en las Resoluciones de cargos regulados vigentes (por ejemplo: Vasconia - La Belleza), descritos en el Formulario para Caracterización del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Las Estaciones Compresoras asociadas al tramo Troncal "a." del respectivo Sistema de Transporte se identifican en la Columna D como a.1, a.2, a.3, etc.; las del tramo Troncal "b." del mismo Sistema como b.1, b.2, b.3, etc.; y así sucesivamente.
 - c. Columna F: Capacidad Nominal en bhp (en bhp) = Ingresar la capacidad nominal de la Estación Compresora en bhp.
 - d. Columna G: Capacidad Nominal en MPCD (en MPCD) = Ingresar la capacidad nominal de la Estación Compresora en MPCD.
 - e. Columnas H a L: Volumen Promedio Comprimido (en MPCD) = Ingresar el volumen diario promedio comprimido por la respectiva Estación Compresora, durante los años 2002 (Columna H), 2003 (Columna I), 2004 (Columna J), 2005 (Columna K) y 2006 (Columna L).
 - f. Columnas M a Q: Total Gastos de AOM de la Estación Compresora (en Millones de Pesos) = Ingresar el total de gastos de AOM correspondientes a la respectiva Estación Compresora, causados durante los años 2002 (Columna M), 2003 (Columna N), 2004 (Columna O), 2005 (Columna P) y 2006 (Columna Q). Dichos valores deben ser excluidos de la información consignada en las Columnas P a T del Formulario SNT

ANEXO 2

**FORMULARIOS DILIGENCIADOS POR LOS AGENTES PARA LA
CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT)
Y LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN (EC)**

ANEXO 2.1

**FORMULARIOS DILIGENCIADOS POR LOS AGENTES PARA LA
CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT)**

INCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS

TABLA 1: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNT) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES

INCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS

Empresa	Sistema	Item	Ductos	Nm	Nombre del Tramo	Diametro Promedio Pulgadas	Longitud Total (km)	Capacidad Nominal Promedio Pulgadas	Volumen Promedio Transportado						Total Gastos de AOM del Tramo						Año de Entrada en Operación (fecha)	Año Bandad (a.DK - 31 de 2006)	Class Location	Accesibilidad	Especificación Comprobada			
									2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007								
1.1	TRONCALES	a.	Barrancabermeja - Sebastopol	2.00	110.6	225.0	186.8	151.2	150.9	135.5	111.8	139.5	5.641	4.722	4.468	4.573	4.516	4.041	1.997	10	95%	0%	5%	0%	10%	80%	10%	0
		b.	Sebastopol - Valaconia	2.00	60.0	225.0	110.8	93.2	82.2	70.9	59.8	50.7	2.528	2.551	2.265	2.387	2.450	2.192	1.997	10	91%	0%	2%	0%	80%	20%	0%	0
		c.	Vasconia - Marquetalia	2.00	123.0	134.0	53.8	53.4	53.2	58.3	68.5	74.8	5.372	5.233	4.550	4.849	5.024	4.680	1.997	10	81%	1%	8%	0%	80%	20%	0%	0
		d.	Marquetalia - Guaindaye	6.0	131.0	11.0	5.6	6.8	7.1	7.7	8.4	10.0	2.208	2.234	1.921	2.093	2.561	1.915	1.997	10	56%	4%	40%	0%	70%	30%	0%	0
		e.	Guaindaye - Neiva	12.0	152.7	14.0	4.8	5.8	5.2	4.6	5.2	4.6	4.100	3.896	3.457	3.873	3.873	3.347	1.997	10	58%	16%	28%	0%	60%	40%	0%	0
		f.	Moniquito - Guaindaye	5.0	16.2	13.0	6.8	7.3	7.2	7.1	7.1	4.7	514	535	521	475	482	441	1.997	10	58%	27%	15%	0%	30%	60%	10%	0
		g.	Vasconia - La Belleza	12.8	93.0	90.0	41.4	11.5	4.5	20.0	57.5	52.3	4.193	4.324	4.158	5.408	4.134	3.631	1.997	10	80%	7%	13%	0%	0%	80%	40%	1
		h.	La Belleza - Cogue	22.0	115.6	110.0	42.3	47.4	51.5	63.1	80.1	98.3	7.333	5.400	4.728	5.836	6.084	4.877	1.997	10	54%	23%	11%	12%	40%	40%	20%	0
		Subtotal						822					31.830	28.884	26.848	28.295	28.273	28.111										1
1.2	RAMALES	a.1	Puerto París	2.0	0.2	n.d.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1	1	1	1	1	1	1.997	10	0%	100%	0%	0%	0%	100%	0%	0
		b.1	Puerto Serviez	2.0	1.4	n.d.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6	6	5	8	6	5	1.997	10	83%	17%	0%	0%	100%	0%	0%	0
		c.1	Puerto Boyacá	2.0	0.7	n.d.	0.07	0.08	0.09	0.08	0.10	0.11	3	3	2	3	3	2	1.997	10	100%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0
		c.2	Puerto Salgar	2.0	0.3	n.d.	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	1	1	1	1	1	1	1.997	10	93%	2%	5%	0%	100%	0%	0%	0
		c.3	La Dorada	2.0	0.8	n.d.	0.04	0.10	0.14	0.15	0.16	0.19	3	9	3	3	3	3	1.997	10	100%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0
		c.4	Termóndora	12.0	10.7	n.d.	1.81	0.12	0.07	1.06	0.23	0.40	271	272	229	253	262	235	1.997	10	71%	10%	19%	0%	0%	100%	0%	0
		c.5	Victoria	2.0	8.9	n.d.	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	38	46	32	81	37	33	1.997	10	77%	0%	23%	0%	0%	60%	40%	0
		c.6	Honda	2.0	8.3	n.d.	0.00	0.00	0.04	0.05	0.06	0.09	35	35	30	35	34	30	1.997	10	72%	10%	18%	0%	100%	0%	0%	0
		c.7	Gusyabal	2.0	0.2	n.d.	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	1	1	1	1	1	1	1.997	10	58%	4%	40%	0%	0%	100%	0%	0
		c.8	Lerdo	2.0	4.3	n.d.	0.03	0.05	0.05	0.05	0.07	0.07	18	18	15	17	18	16	1.997	10	56%	4%	40%	0%	0%	100%	0%	0
		c.9	Litarco	2.0	20.9	n.d.	0.00	0.02	0.10	0.08	0.08	0.14	88	89	75	158	85	76	1.997	10	92%	5%	2%	0%	0%	30%	70%	0
		c.10	Tierradentro	2.0	0.7	n.d.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	18	2	82	3	2	1.997	10	90%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0
		c.11	La Sierra	2.0	0.4	n.d.	0.01	0.03	0.01	0.01	0.01	0.01	2	2	1	2	2	1	1.997	10	56%	4%	40%	0%	0%	100%	0%	0
		c.12	Ambalema	2.0	18.8	n.d.	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	79	80	87	74	77	68	1.997	10	74%	0%	26%	0%	0%	20%	80%	0%
		c.13	Venadillo	2.0	0.2	n.d.	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.05	1	1	1	1	1	1	1.997	10	56%	4%	40%	0%	0%	100%	0%	0
		c.14	Alvarado	2.0	5.9	n.d.	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	25	25	21	23	24	22	1.997	10	56%	4%	40%	0%	0%	100%	0%	0
		c.15	Pereira	2.0	3.7	n.d.	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	15	15	13	14	15	13	1.997	10	70%	0%	30%	0%	0%	100%	0%	0
		c.16	Dorma	2.0	3.9	n.d.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16	17	14	15	16	14	1.997	10	14%	0%	86%	0%	0%	100%	0%	0
		c.17	Ibagué	2.0	0.0	n.d.	2.09	2.32	2.52	2.72	3.55	4.49	0	0	0	0	0	0	1.997	10	60%	4%	40%	0%	0%	100%	0%	0
		c.18	Guarmo	2.0	0.0	n.d.	0.02	0.03	0.04	0.04	0.05	0.01	0	0	0	0	0	0	1.997	10	56%	16%	28%	0%	0%	100%	0%	0
		c.19	Sotábarra	2.0	0.0	n.d.	0.02	0.02	0.03	0.03	0.02	0.02	0	0	0	0	0	0	1.997	10	56%	16%	28%	0%	0%	100%	0%	0
		c.20	Nasajamba	2.0	0.0	n.d.	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.04	0	0	0	0	0	0	1.997	10	56%	16%	28%	0%	0%	100%	0%	0
		c.21	Alipe	2.0	0.0	n.d.	0.08	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	0	0	0	0	0	0	1.997	10	56%	16%	28%	0%	0%	100%	0%	0
		c.22	Grardot	2.0	0.0	n.d.	0.31	0.53	1.81	1.96	1.38	1.81	0	0	0	0	0	0	1.997	10	56%	16%	28%	0%	0%	100%	0%	0
		c.23	Purificación	2.0	0.0	n.d.	0.02	0.04	0.03	0.03	0.04	0.06	0	0	0	0	0	0	1.997	10	56%	4%	40%	0%	0%	100%	0%	0
		c.24	i.1	San Luis	2.0	0.9	n.d.	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0	0	0	0	0	0	1.997	10	56%	4%	40%	0%	0%	100%	0%	0
		c.25	La Belaza	2.0	1.5	n.d.	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	6	6	5	6	6	6	1.997	10	100%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0
		c.26	Floridán	2.0	1.1	n.d.	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	4	4	4	4	4	4	1.997	10	100%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0
		c.27	Albaría	2.0	6.0	n.d.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25	25	33	158	24	22	1.997	10	92%	0%	8%	0%	0%	80%	20%	0
		c.28	Tununguá	2.0	1.7	n.d.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7	7	24	7	7	6	1.997	10	65%	24%	12%	0%	0%	80%	20%	0
		c.29	Briselio	2.0	0.1	n.d.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	1.997	10	0%	100%	0%	0%	0%	100%	0%	0
		c.30	Chiquinquirá	3.6	2.4	n.d.	0.08	0.11	0.14	0.17	0.25	0.43	15	15	13	14	15	13	1.997	10	92%	8%	0%	0%	0%	80%	20%	0
		c.31	Cádiz	2.0	4.8	n.d.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20	20	17	19	18	17	1.997	10	81%	9%	0%	0%	0%	70%	30%	0
		c.32	Susa	2.0	4.0	n.d.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	17	17	14	16	16	15	1.997	10	99%	0%	0%	0%	0%	80%	20%	0
		c.																										

TABLA 1: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNT) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES

TABLA 1: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNY) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES
INCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS

Empresa	Sistema	Ductos	Nombre del Tramo	Punto de Inicio	Punto de Finalización	Punto de Recolección	Punto de Entrega	Volumen Promedio Transportado						Total Gastos de AGM del Tramo						Clase Localización	Accesibilidad	Riesgo (%)	Ruta	Comunicación	
								Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal				
SNT	BOLIVIA	TRONCALES	BALLENA - LA MAIA	15.0	400.0	477.0	344.00	321.00	318.00	322.00	328.00	304.16	14.821	15.487	16.135	19.074	19.77	30	54%	35%	11%	34%	27%	10%	0
			BARRANQUILLA	18.0	487.0	346.8	314.00	292.00	284.00	313.00	312.00	288.47	17.447	22.087	29.474	25.348	19.77	30	33%	27%	40%	47%	39%	14%	0
			BARRANQUILLA - CARTAGENA	10.0	361.0	129.4	257.00	240.64	241.29	254.78	252.28	247.12	19.148	12.478	18.623	20.245	19.63	23	64%	18%	21%	63%	0%	37%	1
			CARTAGENA - SANDELEJO	6.0	430.0	40.0	23.88	27.81	29.54	28.80	28.84	28.95	8.465	5.147	4.528	5.564	19.65	43	66%	0%	0%	0%	10%	80%	1
			INDOCEJO - ZODI	5.0	338.0	30.0	20.03	72.45	22.65	22.87	22.84	22.33	7.048	6.088	5.857	7.118	19.65	42	27%	0%	0%	0%	50%	70%	1
			TOTALES										0	0	0	0	72.818	77.300							4

TABLA 1: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNY) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES
INCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS (No envío archivo Excel. Información transcrita por DIVISA a partir de archivo Pdf)

Empresa	Sistema	Ductos	Nombre del Tramo	Punto de Inicio	Punto de Finalización	Punto de Recolección	Punto de Entrega	Volumen Promedio Transportado						Total Gastos de AGM del Tramo						Clase Localización	Accesibilidad	Riesgo (%)	Ruta	Comunicación	
								Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal				
TRANSMETANO	BOLIVIA	TRONCALES	BALLENA - LA MAIA	15.0	400.0	477.0	344.00	321.00	318.00	322.00	328.00	304.16	14.821	15.487	16.135	19.074	19.77	30	54%	35%	11%	34%	27%	10%	0
			BARRANQUILLA	18.0	487.0	346.8	314.00	292.00	284.00	313.00	312.00	288.47	17.447	22.087	29.474	25.348	19.77	30	33%	27%	40%	47%	39%	14%	0
			BARRANQUILLA - CARTAGENA	10.0	361.0	129.4	257.00	240.64	241.29	254.78	252.28	247.12	19.148	12.478	18.623	20.245	19.63	23	64%	18%	21%	63%	0%	37%	1
			CARTAGENA - SANDELEJO	6.0	430.0	40.0	23.88	27.81	29.54	28.80	28.84	28.95	8.465	5.147	4.528	5.564	19.65	43	66%	0%	0%	0%	10%	80%	1
			INDOCEJO - ZODI	5.0	338.0	30.0	20.03	72.45	22.65	22.87	22.84	22.33	7.048	6.088	5.857	7.118	19.65	42	27%	0%	0%	0%	50%	70%	1
			TOTALES										0	0	0	0	72.818	77.300							4

TABLA 1. FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL

INCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS												FECHA	19/11/2008	SAT v4												
EMPRESA			TRANSORIENTE									Página	1	de	4											
Línea	Sistema	Ductos	Nombre del Tramo	Punto de Inicio	Punto de Finalización	Punto de Recolección	Punto de Entrega	Volumen Promedio Transportado						Total Gastos de AGM del Tramo						Clase Localización	Accesibilidad	Riesgo (%)	Ruta	Comunicación		
								Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal					
D. TRANSORIENTE	TRANSORIENTE	1.1 TRONCALES	BALLENA - PAYCO BARRANQUILLA	7.4	157.6	26.00	8.46	10.36	11.41	11.87	12.15	1.158	1.362	2.024	2.018	2.376	2.691	1.997	10	77%	16%	0%	1%	10%	60%	30%
		1.2 RAMALES										1.158	1.362	2.024	2.018	2.376	2.691								0	
		TOTAL GENERAL TRANSORIENTE										0	0	0	0	0	0								0	
												1.158	1.362	2.024	2.018	2.376	2.691								0	

TABLA 1: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNT) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES
INCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS (No envío archivo Excel. Información transcrita por DIVISA a partir de archivo Pdf)

Empresa	Sistema	Ductos	Nombre del Tramo	Punto de Inicio	Punto de Finalización	Punto de Recolección	Punto de Entrega	Volumen Promedio Transportado						Total Gastos de AGM del Tramo						Clase Localización	Accesibilidad	Riesgo (%)	Ruta	Comunicación	
								Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal	Promedio	Normal				
TRANSCONDENTE	TRANSCONDENTE	1.1 TRONCALES	BALLENA - PAYCO BARRANQUILLA	7.4	157.6	26.00	8.46	10.36	11.41	11.87	12.15	1.158	1.362	2.024	2.018	2.376	2.691	1.997	10	77%	16%	0%	1%	10%	30%
		1.2 RAMALES										1.158	1.362	2.024	2.018	2.376	2.691								0
		TOTAL GENERAL TRANSCONDENTE										0	0	0	0	0	0								0
												1.158	1.362	2.024	2.018	2.376	2.691								0

TABLA 1. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNAT) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES INCUPLIDOS MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS (MNC) EN LOS ARCHIVOS FABEL.

**TABLA 1. FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL
INCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS**

TABLA 1. FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL INCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS

ANEXO 2.2

**FORMULARIOS DILIGENCIADOS POR LOS AGENTES PARA LA
CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT)**

EXCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS

TABLA 1: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNT) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES

NOTAS DEL COMERCIO

TABLA 1: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNT) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES

Empresa	Sistema	Nº	Ductos	Nombre	Largo del Tramo	Capacidad Promedio Ponderada	Volumen Promedio Transportado					Total Gestión de ADM del Tramo					Año de Entrada en Operación	Atribuidos	Clase Location	Accesibilidad	Bueno	Regular	Mal	Efectos en Comunidad	SNT id				
							2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007											
							(Mm³/día)	(Mm³/día)	(Mm³/día)	(Mm³/día)	(Mm³/día)	(Mm³/día)	(Mm³/día)	(Mm³/día)	(Mm³/día)	(Mm³/día)	(Mm³/día)	(Mm³/día)											
A. TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR - TGI (Continuación)	2. Cusiana - La Bellona	2.1 TRONCALES	a. Cusiana - El Poblado	26.0	32.6	210.0	0.0	1.473	52.3	89.0	147.0	172.9	852	1.851	210	917	8.9	751	2.000	7	Bueno	100%	30%	40%	30%	5			
				b. El Poblado - La Playa	20.0	188.0	210.0	0.0	1.313	80.5	77.0	154.4	172.2	8.171	2.310	2.601	8.021	7.562	7.371	2.000	7	Bueno	100%	30%	40%	30%	0		
		2.2 RAMALES	Subtotal			270							9.197	9.187	7.063	9.509	8.709	8.109									0		
						0							0	0	0	0	0	0									0		
		3.1 TRONCALES	a. Cusiana - Tájira	10.0	14.0	32.0	15.1	15.0	17.7	18.9	21.5	25.4	3.262	1.114	2.756	3.883	3.352	3.151	1.022	12	Bueno	100%	30%	40%	30%	0			
				b. Agua - Villavicencio - Cota	0.0	20.4	20.0	20.5	22.9	25.5	26.4	26.1	29.3	5.099	4.677	5.091	6.132	7.109	7.002	1.090	12	Bueno	100%	30%	40%	30%	0.1		
				c. Agua - Lamas	0.0	122.0	17.2	17.8	18.8	18.2	18.3	18.1	1.502	2.206	2.275	2.397	3.012	3.211	1.090	12	Bueno	100%	30%	40%	30%	0.9			
				Subtotal		307							6.686	8.677	8.822	8.203	7.080	7.550									1		
				a.1. Armero	2.0	25.0	n.d.	0.05	0.10	0.13	0.11	0.02	1.11	0.11	0.11	1.12	1.13	1.18	1.20	1.43	1.52	1.000	12	91%	5%	4%	0%	0	
				a.2. Tumaco	2.0	4.5	n.d.	0.02	0.02	0.04	0.04	0.05	0.05	22	21	18	20	22	21	1.000	12	91%	5%	4%	0%	20%	0%	0	
				a.3. Montería	2.0	17	n.d.	0.02	1.83	2.00	2.20	2.36	2.48	8	8	7	10	8	9	1.000	12	0%	5%	4%	0%	20%	0%	0	
				a.4. Cúcuta	2.0	5.5	n.d.	0.04	0.04	0.05	0.05	0.05	0.05	41	40	39	40	42	44	1.000	12	91%	5%	4%	0%	20%	40%	0	
				a.5. Risaralda	2.0	7.5	n.d.	0.03	0.03	0.04	0.04	0.05	0.05	28	26	25	24	27	27	1.000	12	91%	5%	4%	0%	10%	30%	0	
				b.1. Villavicencio	6.0	4.0	n.d.	1.79	2.00	2.29	2.74	3.35	4.00	58	45	50	58	59	61	1.000	12	20%	20%	20%	20%	20%	20%	0	
				b.2. Acevedo	3.0	14.7	n.d.	0.13	0.15	0.19	0.22	0.24	0.24	106	101	98	102	109	111	1.000	12	20%	20%	20%	20%	20%	20%	0	
				c.1. Chiriquí	2.0	0.6	n.d.	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	4	4	5	4	4	4	1.000	12	70%	20%	10%	0%	0%	40%	0	
				c.2. Cúcuta - Puerto Quimbaya	2.0	3.3	n.d.	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	14	15	12	10	10	17	1.000	12	70%	20%	10%	0%	0%	45%	0	
				c.3. Fomeque	2.0	3.1	n.d.	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	15	14	13	14	15	16	1.000	12	70%	20%	10%	0%	0%	20%	0	
				c.4. Chocó	2.0	4.5	n.d.	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	63	22	21	16	20	22	1.000	12	10%	20%	10%	0%	0%	40%	0	
				c.5. Una	2.0	0.1	n.d.	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0	0	0	1	0	1	1.000	12	70%	20%	10%	0%	0%	20%	0	
				c.6. Chocó	2.0	3.1	n.d.	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	15	14	13	10	18	16	1.000	12	10%	20%	10%	0%	0%	45%	0	
		3.2 RAMALES	a. Cúcuta - Apulo - Bogotá	Subtotal		85							481	429	406	373	355	324									0		
				Total Sistema 3		392							7.367	7.026	6.225	6.778	5.965	5.030									1		
				4.1 TRONCALES		0							0	0	0	0	0	0									0		
				4.2 RAMALES		0							1.000	7	5	14	30	42	1.000	12	51%	0%	49%	0%	0%	100%	0		
				a.1. Zaragoza - Puerto Valderrama	2.0	2.0	n.d.	0.03	0.03	2.16	0.00	0.03	0.07	8	7	5	14	30	42	1.000	12	51%	0%	49%	0%	0%	100%	0	
				a.2. Z. Ind Chiriquí - Caucahué	0.0	0.8	n.d.	0.00	0.00	0.34	0.25	0.22	0.01	2	1	4	12	21	46	1.000	12	51%	0%	49%	0%	0%	100%	0	
				a.3. Z. Ind Caucahué - San Pablo	4.0	11.7	n.d.	0.00	0.00	2.02	0.00	0.02	0.02	65	26	41	110	206	251	1.000	12	51%	0%	49%	0%	0%	50%	0	
				a.4. Gádzir - Cacabe - Yondo	4.0	10.1	n.d.	0.00	0.00	0.00	0.76	0.00	0.26	0.04	67	57	42	121	237	242	1.000	12	51%	0%	49%	0%	0%	100%	0
				a.5. Chocó - Itagüí - Bucaramanga	3.0	0.8	n.d.	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	3	3	2	6	16	17	1.000	12	51%	0%	49%	0%	0%	100%	0	
				a.6. San Vicente de Chucurí	2.0	22.9	n.d.	0.00	0.05	0.05	0.03	0.00	0.00	65	52	41	21	37	37	2.000	5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0	
				Subtotal		49							217	168	136	310	738	848									0		
				Total Sistema 5		40							217	164	138	310	738	848									0		
				TOTAL GENERAL TGI		1.628							65.116	45.842	38.894	48.495	48.426	42.036									3		
				Ramales		279							1.552	1.502	1.265	1.687	2.088	2.101									2		
						1.349							44.564	44.640	37.604	44.752	43.369	39.935											

TABLA 1.1: CARACTÉRIZACIÓN DEL SISTÉMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SIN MANTENIMIENTO CORRECTIVO) POR LOS AGENTES EXCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS

TABLA 1: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNT) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES EXCLUYENDO MANTENIMIENTO CORRECTIVO (MEJORAS EN EL SISTEMA)

DETALLE DE LOS MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS											Página		
Empresa	Sistema	División	Nombre del Trámite	Periodicidad	Lengua	Tipo de Mantenimiento	Volumen Promedio Trimestre	Costo	Total Gasto en ADN del Trámite	Periodo	Clase	Localización	Accesibilidad
TOTAL							1.000	2.000	2.000	2.000	1.000	1.000	1.000
TOTALES							1.000	2.000	2.000	2.000	1.000	1.000	1.000

TABLA 1. FÓRMULARIO PARA CARACTÉRIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL EXCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS

TABLA 1: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SNT) CON BASE EN LA INFORMACIÓN APORTADA POR LOS AGENTES EXCLUSIVOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO (en %)

TABLA 1. FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL

EXCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS

TABLA 1. FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL EXCLUYENDO MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS

ANEXO 2.3

**FORMULARIOS DILIGENCIADOS POR LOS AGENTES PARA LA
CARACTERIZACIÓN DE INCIDENCIAS DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTECNIA**

TABLA 2. FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DE INCIDENCIAS DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTÉCNIA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL

TABLA 2. FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DE INCIDENCIAS DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTÉCNIA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL

INCLUYO COLUMNAS ADICIONALES DE INCIDENCIAS CON VALOR INFERIOR A M\$100

INCLUYO COLUMNA ADICIONAL DE INCIDENCIAS CON VALOR INFERIOR A M\$100										FECHA (dd/mm/aa)																	
EMPRESA		PROMIGAS								Página		de		SNT_Geo v4													
Item	Sistema	Item	Ductos	Item	Nombre del Tramo	INCIDENCIA DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTÉCNIA																					
						2002	2003	2004	2005	2006	2007	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3							
					TRONCALES	a.	BALLENA - LA MAMI					8			37		1	22		15							
					TRONCALES	a.	LA MAMI - BARRANQUILLA					18		1	87	1	2	1	71								
					TRONCALES	a.	BARRANQUILLA - CARTAGENA					22			72	1		98	1	94							
					TRONCALES	a.	CARTAGENA - SINCELEJO					34			61			82	1	40							
					TRONCALES	a.	SINCELEJO-JOBÓ					26			43			70		38							
TOTAL GENERAL						0	0	0	0	0	0	108	0	1	0	280	2	3	1	312	3	1	3	258	0	0	2

Tabla 2 FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DE INCIDENCIAS DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTÉCNIA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL

NO ENVÍÓ ARCHIVO EN MEDIO MAGNÉTICO (Datos digitados manualmente por DIVISA)

NOTA: Ambas incidencias fueron llevadas al ACTIVO como "Inversiones No Productivas", o sea no contabilizadas como gastos de AOM, razón por la cual deben excluirse de los análisis correspondientes.

TABLA 2. FORMULARIO PARA CARACTERIZACIÓN DE INCIDENCIAS DE OBRAS CIVILES Y DE GEOTÉCNIA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT) DE GAS NATURAL

ANEXO 3

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LOS AGENTES

**GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO – AOM
EN LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

**ESTUDIO COMPLEMENTARIO
RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LOS AGENTES**

TABLA DE CONTENIDO

- 1. INDTRODUCCIÓN**
 - 1.1. OBJETO**
 - 1.2. CONVENCIONES Y ESTRUCTURA**
- 2. RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LOS AGENTES**
 - 2.1. EEB-TGI (E-2009-004224)**
 - 2.2. PROMIGAS (E-2009-004212)**

1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto dar respuesta a los comentarios y observaciones formuladas por los Agentes del sector y los demás entes interesados, con respecto a la Circular 015 de 2009 publicada por la CREG que se presenta en el **Anexo 4**, relacionada con el “Estudio Complementario” al Informe Final del estudio sobre “Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM - en la Actividad de Transporte de Gas Natural”, a cargo de Divisa Ingenieros Asociados Ltda..

1.2. CONVENCIONES Y ESTRUCTURA

CONVENCIONES

- El texto en color verde azulado son los comentarios y observaciones de los Agentes, y se anteceden por el término “**COMENTARIO**”.
- El texto en color negro son las respuestas del Consultor a los comentarios de los Agentes, y son antecedidas por el término “**RESPUESTA**”.

ESTRUCTURA

- ✓ La respuesta a los comentarios a la versión 1 del *Estudio Complementario* (Circular CREG 015 de 2009) se presenta en el numeral 2.

2. RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LOS AGENTES

2.1. EEB-TGI (E-2009-004224)

Comentario General: En general, consideramos que el *Estudio Complementario* constituye un avance respecto a los resultados obtenidos en las etapas anteriores del estudio. Sin embargo, consideramos que para alcanzar los objetivos propuestos, es prudente profundizar más en los análisis realizados y corregir varios aspectos relacionados con el manejo de la información reportada, especialmente lo relacionado con la mezcla de información correspondiente a gasoductos trcales y gasoductos ramales. Así mismo, creemos que el análisis de sensibilidad a los costos de AOM no debe enfocarse en el análisis estadístico de la información reportada, sino en sensibilizar el *Sistema Modelo de Referencia*.

Respuesta: Conviene aclarar que de acuerdo con la orden de servicio emitida por la CREG, el alcance del estudio complementario es desarrollar el análisis de sensibilidades de la información adicional de costos y caracterización por tramo troncal de gasoducto, aportada por los transportadores mediante los formularios de encuesta del **Anexo 1**. No obstante, uno de los agentes (cuyos datos corresponden a 5 de las 27 observaciones analizadas) integró los datos de troncales y ramales para cada subsistema de transporte (ver **Anexo 2**). En consecuencia, la consultoría realizó el cálculo de los modelos estadísticos incluyendo y excluyendo las 5 observaciones referidas, sin encontrar cambios que modifiquen significativamente las conclusiones del estudio.

2.1.1. Análisis de sensibilidades al costo

2.1.1.1. Comentario: Parte de los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad contradicen la experiencia respecto a los gastos que son necesarios para administrar, operar y mantener un sistema de transporte en Colombia. Fruto de dicho conocimiento podemos afirmar que los gastos de AOM dependen, entre otras, de la topografía y de la accesibilidad.

Respuesta: Es necesario diferenciar el concepto de “dependencia” aludido por el agente y “*las variables que afectan de manera significativa el costo de AOM*”, en términos de tendencia promedio con significancia estadística. *EEB-TGI* tiene razón en afirmar que la topografía y la accesibilidad afectan los costos de AOM; no obstante, la longitud de los tramos considerados en el análisis, involucra segmentos heterogéneos, donde se observa una mezcla de secciones de topografía plana y buena accesibilidad (de bajo costo) y otras de topografía montañosa y accesibilidad mala (de alto costo), de tal manera que a partir de la información suministrada por los agentes, se evidencia que en promedio, no existe diferenciación relevante entre unos y otros. Por ello al aplicar la desagregación porcentual reportada para estas variables, no se observa un impacto sobre el costo de AOM.

Visto de otra manera, si se llegara a un nivel de detalle tal que permitiera obtener una observación por cada kilómetro de gasoducto, podría encontrarse un kilómetro totalmente plano, o totalmente montañoso, o completamente de difícil acceso o completamente de fácil acceso, de manera que al asociar el costo de AOM con

estas características, pudiese resultar estadísticamente significativo el efecto que ejercen estas variables sobre dicho costo (seguramente esto es lo que observan a diario las empresas de transporte de gas natural).

La consultoría logró caracterizar 3894 km de gasoductos, correspondientes al 56.84% del SNT, en cuyos tramos se presenta la heterogeneidad expuesta en el párrafo primero. Esta cifra denota un alto nivel de representatividad de la información aportada por los agentes y sustenta la afirmación respecto de que no hay un resultado significativo que permita concluir que se deben considerar la topografía y la accesibilidad, medidas por tramo, en la metodología que se utilice para remunerar los gastos de AOM en la actividad de transporte de gas natural.

- 2.1.1.2. Comentario:** Llama la atención la conclusión obtenida sobre la relación entre el costo de AOM de un gasoducto (sin incluir estaciones de compresión) y el volumen transportado, cuando este resultado se aleja completamente de la realidad. Consecuentemente, este resultado del análisis estadístico contradice a la experiencia misma del consultor, plasmada en su propuesta de costos unitarios por actividad de AOM para el Sistema Modelo de Referencia, en cuya determinación no fue necesario tomar en cuenta el volumen transportado.

Respuesta: En principio, como concepto físico, el costo debe estar más relacionado con la capacidad del gasoducto que con el volumen transportado; igualmente la capacidad podría reflejarse en el diámetro de la tubería. Estadísticamente se obtuvo un mejor resultado con el volumen transportado, como se explica en el numeral 5 del informe.

Las variables capacidad, volumen transportado y diámetro están estrechamente relacionadas: normalmente se construye un gasoducto de mayor diámetro para tener mayor capacidad y poder transportar un volumen mayor. El resultado obtenido muestra que para el conjunto de datos analizado, el volumen transportado contribuye más a explicar la varianza del costo de AOM, que la capacidad o que el diámetro. Sin embargo, la diferencia entre tomar una u otra de estas variables no es grande. Debido a la correlación existente y al hecho de que no se puede explicar el 100% de la varianza del costo de AOM (sigue existiendo un término de error aleatorio), puede ocurrir que con otro conjunto de datos esto cambie. De hecho se hizo el ensayo de calcular los modelos de regresión múltiple sin las observaciones de los 5 gasoductos más extensos y el resultado es que las dos variables que mejor explican la varianza del costo de AOM son la longitud y el diámetro.

El resultado obtenido sin incluir las estaciones de compresión en el costo de AOM, significa que éstas se utilizan fundamentalmente para atender picos de demanda¹³, sin necesariamente aumentar el volumen promedio transportado, ni por ende, incrementar la utilización promedio de la capacidad instalada, por lo que el disponer de compresora, no afecta el costo de AOM del sistema de tuberías (excluido el AOM de la estación).

¹³ En el comentario 2.2.2 de Promigas, ésta anota acertadamente que "...es oportuno mencionar que la compresión en los sistemas se utiliza para aumentar la capacidad instalada y atender picos de demanda requeridos por diferentes agentes, y no necesariamente aumenta el volumen promedio a transportar".

De otra parte, no existe contradicción entre el resultado del análisis estadístico y la experiencia del consultor, pues el modelo de referencia fue empleado para establecer el gasto de AOM típico de un sistema de transporte a partir de costos unitarios, en tanto que el estudio de sensibilidades se efectuó mediante el análisis estadístico de distintas variables, a partir de la información aportada por los propios agentes.

Es importante anotar que la sola longitud de los sistemas de tuberías explica el 72% de la varianza del costo total de AOM y el modelo de referencia se sitúa dentro del margen de error de ese modelo estadístico simple (ver gráfica en la página 45 del informe).

2.1.1.3. Comentario: El hecho de que el estudio haya llegado a conclusiones diferentes permitiría concluir que hubo inconsistencias en el modelaje estadístico empleado y advierten sobre la inconveniencia de emplear modelos de este tipo para caracterizar, comparar o remunerar los gastos de AOM en la actividad de transporte de gas natural.

Respuesta: La consultoría no comparte la apreciación del agente, pues los resultados estadísticos han sido obtenidos con información real proporcionada por los propios transportadores, de manera que los efectos de las variables consideradas sobre el costo de AOM, son significativos cuando así lo indican las estadísticas obtenidas de los modelos aplicados. Así mismo, dichas estadísticas y sus respectivas gráficas muestran cuando existe, o no, una correlación importante. Además, se probaron modelos de regresión múltiple para considerar el efecto conjunto de las variables, los cuales prácticamente validaron los resultados gráficos y de modelos con una sola variable explicativa.

2.1.1.4. Comentario: Es nuestra opinión que para alcanzar los objetivos que se pretenden con el estudio, es más conveniente enfocar la experiencia del consultor en sensibilizar el Sistema Modelo de Referencia de 400 kilómetros de longitud, que en el análisis estadístico de un conjunto de información. Es decir, sensibilizar las diferentes actividades de AOM identificadas a variables como la longitud (p. ej. 400 km, 200 km, 600 km), el diámetro de la tubería (p. ej. impacto directo en actividades de mantenimiento correctivo), la topografía del derecho de vía, etc.

Respuesta: El modelo de referencia se estructuró específicamente con objeto de establecer los costos unitarios de las actividades típicas de AOM de un sistema de transporte.

De otra parte, y en concordancia con el objeto de la consultoría, el análisis de sensibilidades está orientado a revisar cuáles variables de caracterización afectan en mayor grado los costos de AOM de los gasoductos, lo que se traduce en establecer, mediante modelos de ajuste lineal múltiple, cómo intervienen en la explicación de los **costos reales** aportados por las ocho empresas transportadoras del país para cada periodo anual desde 2002 hasta 2007. Así pues, los análisis que se presentan en el numeral 5 del informe investigan, sobre bases reales, el impacto de distintas variables sobre los costos de AOM de los sistemas de transporte que operan en el país, incluyendo, entre otras, las aludidas por el agente (longitud, diámetro, topografía, etc.)

2.1.2. Mezcla de información de troncales y ramales

2.1.2.1. Comentario: En el informe se indica que dado que uno de los transportadores, además uno de los principales, no remitió la información desagregada por troncales y ramales, se decidió utilizar su información integrada, mientras que para el resto de transportadores se utiliza la información correspondiente a las troncales de sus sistemas. En nuestro entender esta situación afecta todos los análisis realizados, los cuales sería pertinente adecuar utilizando información comparable en toda la muestra. Esto es, agregar en todos los casos la información de troncales y ramales, con lo cual también se resuelve el vacío que deja el estudio respecto de análisis de los gastos de AOM asociado a gasoductos ramales.

Respuesta: En el comentario general del numeral 2.1, la consultoría dio respuesta a la inquietud presentada por el agente respecto de la información desagregada por tramos troncales y ramales. El consultor ratifica que los análisis realizados son consistentes, pues como se detalla en el *Estudio de 2008*, después de evaluar más de 100 tramos ramales, se obtuvo que la única variable que explica con significancia estadística la varianza del costo de AOM de éstos, es la longitud (con un porcentaje de explicación, R², mucho menor que para los tramos troncales). Como consecuencia en las reuniones sostenidas con los transportadores y la CREG, se concertó que se tomarían únicamente los tramos troncales para este análisis y así se solicitó la información adicional para el presente estudio complementario.

2.1.2.2. Comentario: Como era de esperarse, el anterior problema lleva a que el consultor obtenga conclusiones erradas, como por ejemplo las expuestas en la página 44, donde al tratar los sistemas con ramales y troncales integrados como si se tratara de troncales de gran longitud, se asume la aparición de economías de escala en una infraestructura inexistente, o se confunde la agregación de información con una práctica de mantenimiento centrada en la corrección y no en la prevención

Respuesta: Se evidencia un error de apreciación por parte del agente, pues si bien el consultor plantea dos hipótesis, en el informe se afirma que no se asume ninguna de ellas, dado que no hay forma de comprobarlas con los datos disponibles suministrados por los agentes, los cuales, según se menciona, adolecen del problema de la inclusión de los ramales en 5 observaciones de un mismo transportador. Como se explicó anteriormente, se efectuaron cálculos excluyendo dichas 5 observaciones, que no modificaron de forma importante las conclusiones alcanzadas por el estudio. Podría ocurrir, sin embargo, que para un conjunto de datos distinto (con un mayor número de observaciones) resulte más determinante, por ejemplo, el diámetro o la capacidad que el volumen transportado, variables que presentan un alto grado de correlación entre sí.

2.1.3. Caracterización de las estaciones de Compresión

Comentario: Respetuosamente consideramos que a la caracterización realizada por el consultor sobre las compresoras del SNT le falta profundidad, y que por lo tanto arroja resultados desacertados.

Es de nuestra opinión que este análisis debe ser completado teniendo en cuenta, al menos, aspectos como:

- ✓ **Tipo de tecnología.** Las unidades de compresión existentes en el interior del país son de tipo reciprocente, mientras que las de la Costa Atlántica son de tipo centrífugo. Esta diferencia tendría impacto directo en la eficiencia de las maquinas y en sus rutinas y costos de mantenimiento.
- ✓ **Condiciones de operación.** La anterior situación no obedece a la selección gratuita de cada transportador, sino al régimen de operación de las estaciones. Mientras en la Costa se requieren comprimir volúmenes estables de gas con diferenciales medios de presión, en el sistema de TGI es necesario comprimir volúmenes altamente variables de gas con diferenciales elevados de presión.
- ✓ **Precio del gas combustible.** Durante el horizonte de análisis el precio del gas, utilizado por la estaciones como combustible, tuvo una variación significativa, con el respectivo impacto en el costo de operación de dichos activos.

Como mencionamos, la no inclusión de estas variables lleva a resultados equivocados, lo cual es especialmente grave en el caso de TGI, ya que aparentemente en el *Sistema Modelo de Referencia* fue incluida una estación de compresión con costos similares a los existentes en la Costa Atlántica.

Respuesta: La caracterización de las estaciones compresoras se realizó exclusivamente a partir de la información aportada por los agentes, es decir, capacidad nominal, volúmenes transportados y gastos anuales de AOM desde 2002 hasta 2007, la cual en todo caso fue revisada y ajustada (numeral 3.5), para medir la incidencia que ejerce sobre el costo anual de AOM de un sistema de transporte.

Tiene razón el agente en afirmar que dichos gastos están sujetos a otros factores no considerados por la consultoría, tales como tipo de tecnología empleada (reciprocente, centrífuga o de turbina), factores estacionales tales como entrada en operación de las centrales termoeléctricas, factores climáticos tales como la ocurrencia del efecto del “niño”, el costo del propio combustible empleado para la operación de las estaciones, y un sinnúmero de variables adicionales que son particulares a cada estación, y que por lo tanto deberán ser presentadas y debidamente soportadas ante el Regulador al momento de tramitar el estudio para aprobación del respectivo expediente tarifario.

En lo relativo al *sistema modelo*, nuevamente reiteramos que fue estructurado a partir de costos unitarios para establecer un referente “que sirva como herramienta válida para contrastar los resultados de la aplicación del sistema DEA, con respecto al comportamiento de un conjunto de empresas, que podrían o no estar en la frontera de eficiencia. Este comportamiento puede obtenerse mediante la aplicación de herramientas estadísticas que permitan inferir al universo lo encontrado en una muestra, lo cual significa que el modelamiento de un sistema de transporte tipo no pretende ser usado para estimar o construir fronteras de eficiencia, sino simplemente ofrecerle al Regulador un mecanismo para establecer parámetros de comparación.”¹⁴

¹⁴ Sección 4 del informe “Gasto anual de AOM del Sistema Modelo de Referencia”, página 40.

Adicionalmente, la conclusión de la consultoría es que el costo de AOM de los sistemas de transporte es independiente de que haya o no estación de compresión, lo cual se refleja en el resultado de la **Figura 22** del informe, en la que aparecen costos altos y bajos tanto para tramos de gasoducto con estación compresora como para tramos sin estación.

2.1.4. Comparación del gasto de AOM reconocido por la CREG respecto del reportado

Comentario: Es necesario realizar una corrección de los montos reconocidos por la CREG para algunos tramos del sistema de *TGI*, ya que estos valores incluyen el gasto asociado a las estaciones compresoras, el cual no está incluido en los valores reportados. Este ajuste, resultará en un mayor índice de sub-remuneración, respecto al ya grave 81%.

Respuesta: En efecto, al analizar en detalle la **Tabla 21** del Documento CREG-014 de 2003, se observa que los gastos de AOM reconocidos mediante la Res. CREG 125/03 para la vigencia del año 2007, correspondiente a los tramos Barranca-Sebastopol y Sebastopol-Vasconia, incluyen los gastos de AOM asignados a la estación compresora de Barranca, y para el tramo Vasconia-La Belleza, los gastos de AOM relacionados con la estación compresora de Vasconia. Por lo tanto, se revisaron y ajustaron las **Tablas 7 y 8** y la **Figura 7** del informe, en concordancia con la información suministrada por la CREG sobre el particular, y en atención a lo solicitado por el agente.

2.1.5. Análisis del gasto AOM respecto al costo de la inversión base

Comentario: Consideramos que es necesario ajustar el análisis utilizando la misma *TRM* para todos los sistemas, de lo contrario, el comportamiento de la tasa de cambio estará distorsionando los resultados. Creemos que la manera correcta de hacerlo es usando valores de inversión base distintos para cada año (actualizándolos con el *PPI* de los Estados Unidos) y luego convirtiéndolos a pesos con la *TRM* del año respectivo.

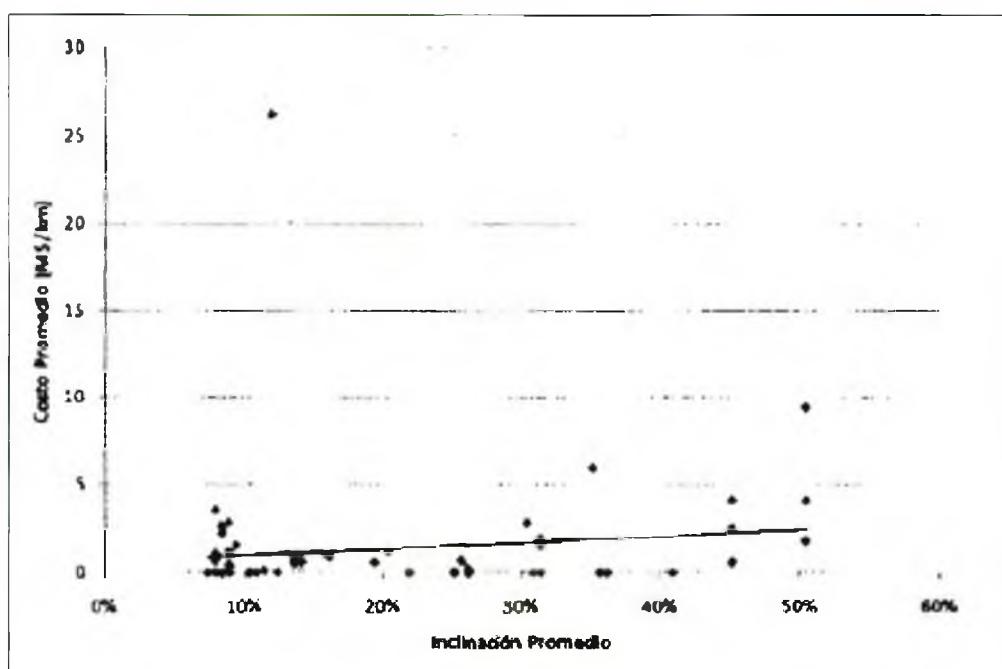
Respuesta: La apreciación del agente es correcta: acorde con la metodología planteada por la Res. CREG 01/2000, el monto de inversión reconocido en las respectivas resoluciones para aprobación de tarifas, debe ser ajustado con base en la variación del *Producer Prices Index (PPI)* de los Estados Unidos de América, correspondiente a *Capital Equipment, Seasonally Adjusted, Series WPSSOP3200* del *Bureau of Labor Statistics*, y el valor resultante, convertido a pesos colombianos a la *TRM* de la fecha de análisis. Consecuentemente, se modificaron la **Tabla 9** y la **Figura 8** del informe.

2.1.6. Costo de AOM en función del número de incidencias civiles

2.1.6.1. Comentario: A pesar de que la información fue reportada por rango de costos, el consultor sólo emplea en sus análisis uno de los rangos. Proponemos la utilización de toda la información, la cual puede agregarse, para no generar multicolinalidad y evitar reducir los grados de libertad, mediante un promedio ponderado. (sic)

Respuesta: La inquietud del agente se atiende en el numeral 2.1.7 de este anexo.

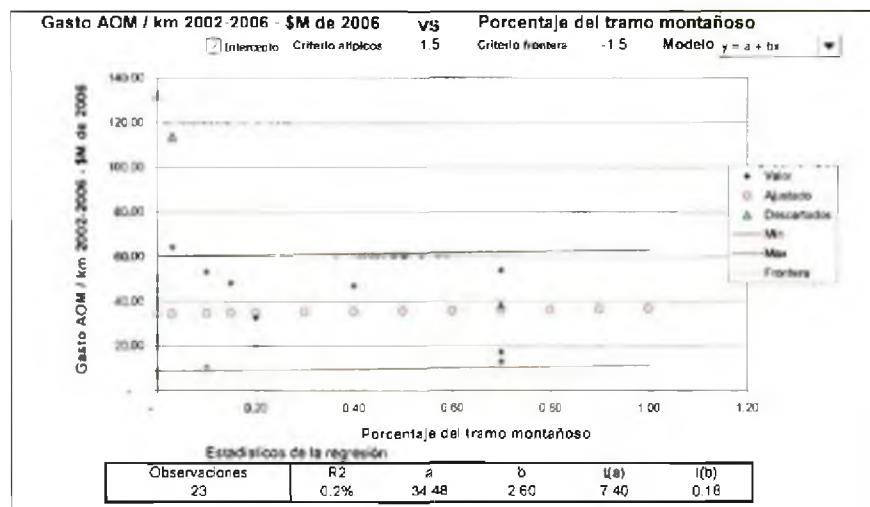
2.1.6.2. Comentario: A continuación se presenta el resultado obtenido de un ejercicio preliminar para las troncales y ramales de TGI, en el que se compara el costo promedio de AOM por km con las condiciones topográficas reportadas al consultor en 2008. La realización de una regresión lineal del gasto promedio en función de la longitud y las condiciones topográficas promedio arrojó un r^2 ajustado de 62%.



Respuesta: El coeficiente de correlación múltiple de 62% de la regresión lineal del gasto promedio en función de la longitud y las condiciones topográficas, puede estar explicado fundamentalmente por la variable longitud. En el presente estudio, el Consultor encontró para 27 observaciones, que la variable longitud explica el 72% de la varianza del gasto de AOM de gasoductos troncales. Una forma de corroborar si realmente hay un impacto de las condiciones topográficas, es observar si la estadística t correspondiente en el modelo es significativa; otra manera de hacerlo es observar cuanto se reduce el R^2 al calcular el ajuste lineal sólo en función de la longitud. Si la reducción no es importante, significa que la variable de condiciones topográficas no es significativa para explicar la varianza del costo de AOM; esto último fue lo que encontró el Consultor.

Con la información reportada por los agentes en el estudio de 2008, sobre tramos de gasoducto troncales y ramales, se encontró que el comportamiento de los tramos troncales era muy distinto al de los tramos ramales, lo que llevaría a incluir en los modelos siempre al menos una variable dicótoma que los diferencie. Por esta razón en el estudio de 2008 se analizaron por separado. A continuación se traen los resultados obtenidos para unos y otros respecto de la variable de condiciones topográficas:

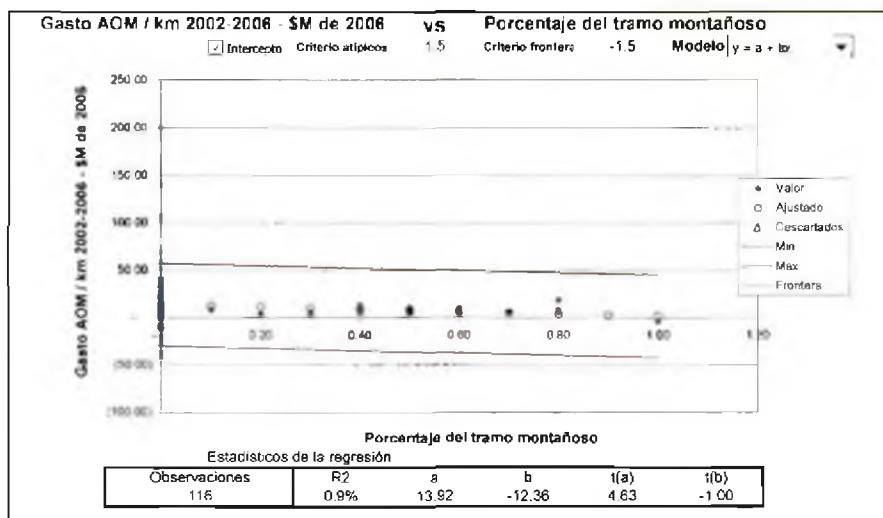
Figura A.3.1: Costo de AOM anual promedio de 2002 a 2006 por kilómetro en función del porcentaje de la longitud del tramo de gasoducto troncal que pasa por terreno montañoso



Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de Divisa Ltda..

Nota: Se descartaron la Troncal 16 de Transoccidente y el tramo La Mami-Barranquilla de Promigas.

Figura A.3.2: Costo de AOM anual promedio de 2002 a 2006 por kilómetro en función del porcentaje de la longitud del tramo de gasoducto ramal que pasa por terreno montañoso



Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de Divisa Ltda..

Como se aprecia, en ninguno de los dos casos existe correlación entre el costo de AOM por kilómetro y el porcentaje del tramo que es montañoso, lo cual ratifica la conclusión del consultor obtenida a partir de los datos suministrados por los agentes.

2.1.7. Costo de AOM en función de más de una variable

2.1.7.1. Comentario: A nuestro entender, el resultado obtenido por el consultor al emplear todas las variables, 95% de explicación de la varianza, confirma lo que la industria ha venido sosteniendo a lo largo del estudio sobre la incidencia de distintos aspectos en los costos de AOM para el transporte de gas. Sin embargo, respetuosamente opinamos que la manera en que el consultor va sustrayendo en su análisis de la sección 5.10 del informe, las distintas variables para hallar el Pareto de las mismas, es aparentemente arbitrario, al punto que lo lleva a la conclusión errada sobre la incidencia del volumen transportado en los gastos de AOM.

Respuesta: En el *Estudio Complementario*, la consultoría menciona que las nueve variables descartadas solo contribuyen a explicar un 5.08% adicional de la varianza del costo total de AOM, en tanto que la longitud y el volumen promedio transportado explican un poco más del 90% de dicha varianza. Es evidente que los resultados estadísticos hablan por sí solos. Como ya se explicó, dada la alta correlación entre el volumen transportado, la capacidad y el diámetro, seguramente un modelo que incluya la longitud y la capacidad, o la longitud y el diámetro, también puede ser apropiado para explicar un porcentaje importante de la varianza mencionada.

El consultor ratifica que para el conjunto de datos analizados (aportados por los propios agentes) no hay error respecto de la incidencia del volumen transportado en la determinación de gastos AOM.

2.1.7.2. Comentario: Nos permitimos proponer que se realice el mismo análisis, pero con las variables: longitud, diámetro e incidencias civiles (ajustadas como se propuso anteriormente).

Respuesta: Es válida la propuesta del agente, razón por la cual este análisis se incorporó en el numeral 5 de la versión final del estudio complementario.

2.2. PROMIGAS (E-2008-000743)

Comentario General: En primer lugar, queremos resaltar positivamente la recomendación del consultor de no continuar aplicando la metodología *DEA* para la determinación de costos eficientes en la actividad de transporte de gas, en razón de las diferencias sustanciales entre sistemas de transporte en Colombia, lo que impide la homogenización de los costos y la aplicabilidad de modelos parametrizados (*DEA*). Esta situación ha representado que los costos reconocidos por la *CREG* hayan sido históricamente inferiores a las necesidades reales de las empresas transportadoras.

El informe correspondiente al estudio complementario, abarca y corrige la mayoría de los problemas identificados en los informes iniciales, sin embargo es importante destacar que aún persisten situaciones que deben analizarse en detalle.

Respuesta: Es importante precisar que no existe una recomendación del consultor respecto de continuar aplicando o no la metodología *DEA* para la determinación de costos eficientes en transporte de gas, por cuanto dicho aspecto no corresponde al alcance del presente estudio. La consultoría indagó sobre el comportamiento del conjunto de empresas Transportadoras frente a distintas variables de análisis, mediante la aplicación de herramientas estadísticas que permiten inferir al universo lo encontrado en una muestra, cuyo modelo constituye un mecanismo válido de contrastación para cualquier metodología utilizada por el regulador en la determinación de tarifas.

2.2.1. Variable Antigüedad

Comentario: No fue claro para el consultor cómo gasoductos de menor "edad" pueden en algunos casos tener costos asociados mayores. Sobre este punto es importante aclarar que:

- ✓ Para algunos de los gasoductos más antiguos le fueron aprobadas partidas importantes en Inversión, lo cual se refleja en una menor necesidad de costos de mantenimiento;
- ✓ En algunos gasoductos nuevos hay mayor proporción de zonas HCA (zonas urbanas, por ejemplo) y clases de localidad 3, que en los gasoductos viejos, al igual que derechos de vía más inestables. Lo anterior significa que los planes de mantenimiento son más exigentes, con actividades más frecuentes y por tanto, más costosos.

Respuesta: La varianza encontrada en los datos es grande tanto para los gasoductos de menor edad, como los de edad intermedia, lo que se refleja en que unos y otros pueden tener costos altos o bajos, como se aprecia para los gasoductos de menos de 15 años de antigüedad en la **Figura 18** de presente estudio.

El comportamiento de los gasoductos antiguos (más de 25 años), como se explicó en el informe, es difícil de atribuir a alguna variable en particular, pues coinciden con ser los de mayor longitud (probablemente porque se reportó la información incluyendo los ramales), corresponden a una sola empresa, en conjunto tienen el porcentaje promedio mayor de utilización respecto de la capacidad y tienen el mayor gasto por kilómetro en mantenimiento correctivo (lo cual también puede estar afectado por la inclusión de los ramales).

En lo referente a la incidencia del “*class location*”, la conclusión del informe no cambia si se excluyen las 5 observaciones más antiguas. El R2 de la regresión y la estadística t del parámetro b no son significativas, lo que muestra que no existe una correlación determinante del CL 3 sobre el costo de AOM por kilómetro de gasoducto. El resultado es similar si se toman las otras clases de localidades (Véase la **Figura 20** del informe).

2.2.2. Volumen de compresión

Comentario: El consultor expone que se presentan costos unitarios muy altos para volúmenes bajos. Es oportuno mencionar que la compresión en los sistemas se utiliza para aumentar la capacidad instalada y atender picos de demanda requeridos por diferentes agentes, y no necesariamente aumenta el volumen promedio a transportar.

Respuesta: Es válido el comentario del agente. Sin embargo, la consultoría en ningún momento aludió que la compresión sirva para aumentar la capacidad instalada de un sistema de transporte, aunque sí para empaquetar combustible hasta donde la capacidad instalada del gasoducto lo permita. Por lo tanto, también es cierto que así se emplee para atender picos de consumo o empaquetar (almacenar) gas en los sistemas de tuberías, eventualmente se producirá un incremento en los volúmenes medios transportados por dichos sistemas, en función de los niveles y frecuencias de la compresión realizada.

ANEXO 4

CIRCULAR CREG 015 DE 2009



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Bogotá, D.C., 17 de abril de 2009

CIRCULAR No. 015

PARA: EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PÚBLICO
DOMICILIARIO DE GAS NATURAL, USUARIOS Y
TERCIOS INTERESADOS.

DE: DIRECCIÓN EJECUTIVA

ASUNTO: DIVULGACIÓN DE ESTUDIO

La Dirección Ejecutiva de la CREG se permite divulgar el informe "Estudio Complementario" del estudio "Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM - en la Actividad de Transporte de Gas Natural", realizado por el Consultor DIVISA Ingenieros Asociados Ltda.

Invitamos a la industria, usuarios y terceros interesados a remitir por escrito a la Comisión los comentarios sobre el informe "Estudio Complementario", a más tardar el **08 de mayo de 2009**.

En el informe se hace mención al estudio sobre AOM realizado en 2008, razón por la cual se adjunta el informe final de este estudio, como referencia. Nótese sin embargo que la anterior fecha aplica únicamente para recibir comentarios sobre el informe "Estudio Complementario" correspondiente a la Orden de Servicios No. 120-2008-0095.

Aclaramos que el informe mencionado refleja la posición del Consultor y no compromete las decisiones que sobre el particular pueda adoptar la Comisión.

Cordialmente,

HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Anexos: 1. Informe "Estudio Complementario" del estudio sobre gastos de AOM en la actividad de transporte de gas natural.
2. Informe final del estudio sobre gastos de AOM en la actividad de transporte de gas natural, realizado en 2008.

FE DE ERRATA

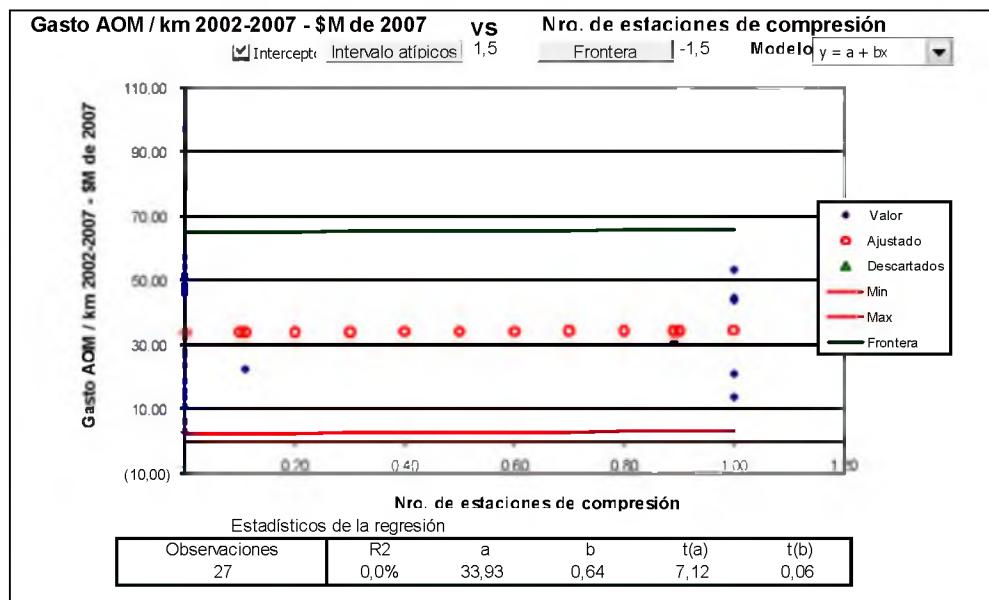
1. En el segundo párrafo del numeral 5.8, página 60 del informe, se expresa textualmente: ***"Es decir, el hecho de tener estación de compresión no afecta el costo AOM del gasoducto, lo cual no significa que exista un costo propio de la estación, que está reportado aparte para ese activo".***

Se corrige de la siguiente forma, para aclarar que lo afirmado se refiere, en términos de tendencia estadística, únicamente al costo del gasoducto, esto es, sin incluir la estación de compresión: ***"Es decir, el hecho de tener estación de compresión no afecta de manera significativa el costo AOM del solo gasoducto (sin estación), lo cual no implica que no exista un costo propio de la estación, que está reportado por aparte para ese activo."*** (Se subrayan los cambios)

2. En la misma página 60, la **Figura 22** se refiere al costo AOM en función del número de estaciones de compresión. Sin embargo, el título interno de la gráfica aparece como ***"Gasto AOM / km 2002-2007 - \$M de 2007 vs. % del tramo con buen acceso"***.

Por lo tanto, se corrige la **Figura 22** en tal forma que el título interno de la gráfica indique: ***"Gasto AOM / km 2002-2007 - \$M de 2007 vs. Nro. de estaciones de compresión"***, así: (Se subraya el cambio)

Figura 22: Costo de AOM promedio de 2002 a 2007 por kilómetro en función del número de estaciones de compresión



Fuente: Información suministrada por las empresas de transporte de GN, Cálculos de *Divisa Ingenieros Asociados Ltda.*

3. En el párrafo segundo de la página 104 dice (numeral 2.1.1.2 del Anexo 3): “*Es importante anotar que la sola longitud de los sistemas de tuberías explica el 72% de la varianza del costo total de AOM y el modelo de referencia se sitúa dentro del margen de error de ese modelo estadístico simple (ver gráfica en la página 45 del informe).*”

Se corrige como sigue: “*Es importante anotar que la sola longitud de los sistemas de tuberías explica el 72% de la varianza del costo total de AOM y el modelo de referencia se sitúa dentro del margen de error de ese modelo estadístico simple (ver la Figura 11 en la página 48 del informe).*” (Se subraya el cambio)

4. El Cometario de EEB-TGI citado en el numeral 2.1.2.2 del Anexo 3 (página 105) dice: “*Como era de esperarse, el anterior problema lleva a que el consultor obtenga conclusiones erradas, como por ejemplo las expuestas en la página 44, donde al tratar los sistemas con ramales y troncales integrados como si se tratará de troncales de gran longitud, se asume la aparición de economías de escala en una infraestructura inexistente, o se confunde la agregación de información con una práctica de mantenimiento centrada en la corrección y no en la prevención*”

Se corrige la cita en referencia para que diga: “*Como era de esperarse, el anterior problema lleva a que el consultor obtenga conclusiones erradas, como por ejemplo las expuestas en la página 44, donde al tratar los sistemas con ramales y troncales integrados como si se tratará de troncales de gran longitud, se asume la aparición de economías de escala en una infraestructura inexistente, o se confunde la agregación de información con una práctica de mantenimiento centrada en la corrección y no en la prevención.*” (Se subrayan los cambios)

5. En el primer párrafo de la página 107 (numeral 2.1.3 del Anexo 3) se menciona: “*Adicionalmente, la conclusión de la consultoría es que el costo de AOM de los sistemas de transporte es independiente de que haya o no estación de compresión, lo cual se refleja en el resultado de la Figura 22 del informe, en la que aparecen costos altos y bajos tanto para tramos de gasoducto con estación compresora como para tramos sin estación*”.

Se corrige así: “*Adicionalmente, la conclusión de la consultoría es que considerando únicamente el costo de AOM de los gasoductos en los sistemas de transporte (sin incluir el de las estaciones de compresión) éste resulta independiente de que haya o no estación de compresión, lo cual se refleja en el resultado de la Figura 22 del informe, en la que aparecen costos altos y bajos tanto para tramos de gasoducto con estación compresora como para tramos sin estación*” . (Se subrayan los cambios)

6. En el numeral 2.2.2 del Anexo 3, página 112, dice: “*Es válido el comentario del agente. Sin embargo, la consultoría en ningún momento a aludido que la compresión sirva para aumentar la capacidad instalada de un sistema de transporte, aunque sí para empaquetar combustible hasta donde la capacidad instalada del gasoducto lo permita...*”

Se corrige para que lea: "Es válido el comentario del agente. Sin embargo, la consultoría en ningún momento ha aludido que la compresión sirva para aumentar la capacidad instalada de un sistema de transporte, aunque sí para empaquetar combustible hasta donde la capacidad instalada del gasoducto lo permita..." (Se subraya el cambio)