
	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		ELABORÓ: FREYRE & ASOCIADOS
		REV 2

## ANEXO I

### ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS



	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 3 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</div>		

## 1. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del presente informe es realizar un análisis de los costos de inversión y de operación y mantenimiento de gasoductos para distintas condiciones de construcción.

Los análisis a realizar se resumen en la siguiente tabla:

### CAPEX (Gas Natural y Líquidos de Gas Natural)

TEMA
Costos Unitarios de materiales de Tuberías (US\$/m) y por tipo de diametro (pulg)
Costos Unitarios de instalación de Tuberías (US\$/m) y por tipo de diametro (pulg)
Costos unitarios de instalación y materiales por tipo de geografía : selva, sierra y costa
Costos unitarios de los gasoductos actuales que tengan una complejidad parecida al proyecto Kuntur
Costos unitarios de la estación de compresión (US\$/HP) (materiales e instalación)
Proyección de Costo de importación de tuberías puesto en callao (data actualizada)

### OPEX (Gas Natural y Líquidos de Gas natural)


TEMA
Porcentaje de OPEX de distintos ductos respecto del CAPEX, detalle de los componentes

## 2. CAPEX

### 2.1. INTRODUCCIÓN

Los precios de construcción de gasoductos que se resumen en las estadísticas de las publicaciones especializadas tienen necesariamente una considerable dispersión y varían en un amplio rango de valores debido a las siguientes razones:

- El año de oferta y construcción. Tanto los costos de los equipos de construcción y de la mano de obra, como de los materiales tienen fuertes variaciones a lo largo del tiempo. En particular, los costos de las tuberías (que suelen corresponder a alrededor del 50% del precio total) tienen fuertes variaciones siguiendo la evolución de la demanda/oferta internacional. Por ejemplo, como se ve en la Figura 1, los precios internacionales del acero se duplicaron entre enero del 2003 y enero del 2005, fuertemente influido por el precio del barril de crudo y las demandas del mercado asiático (China). Bruscas variaciones se pueden observar también en correspondencia con la crisis económica mundial del año 2008-2009.

	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 4 DE 24
	ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS	REV 2, 09-FEB-12

- Los precios informados no siempre contemplan los mismos rubros. En particular, los proyectos pueden o no incluir la entrega de cañerías, plantas compresoras y otros materiales y accesorios, la ingeniería y otros servicios, y el pago o no de derechos de paso. En la mayoría de los casos no existe información de los rubros que no están incluidos. Esto implica que los precios informados no siempre comprenden el 100 % de los rubros que podrían intervenir en la provisión de gasoductos y, en algunos casos, podrían cubrir una porción relativamente menor de los mismos.

INDICE DE VARIACION DE PRECIOS INTERNACIONALES DEL ACERO Y DE LA MANO DE OBRA PARA CONSTRUCCION - (1997 - 2011)

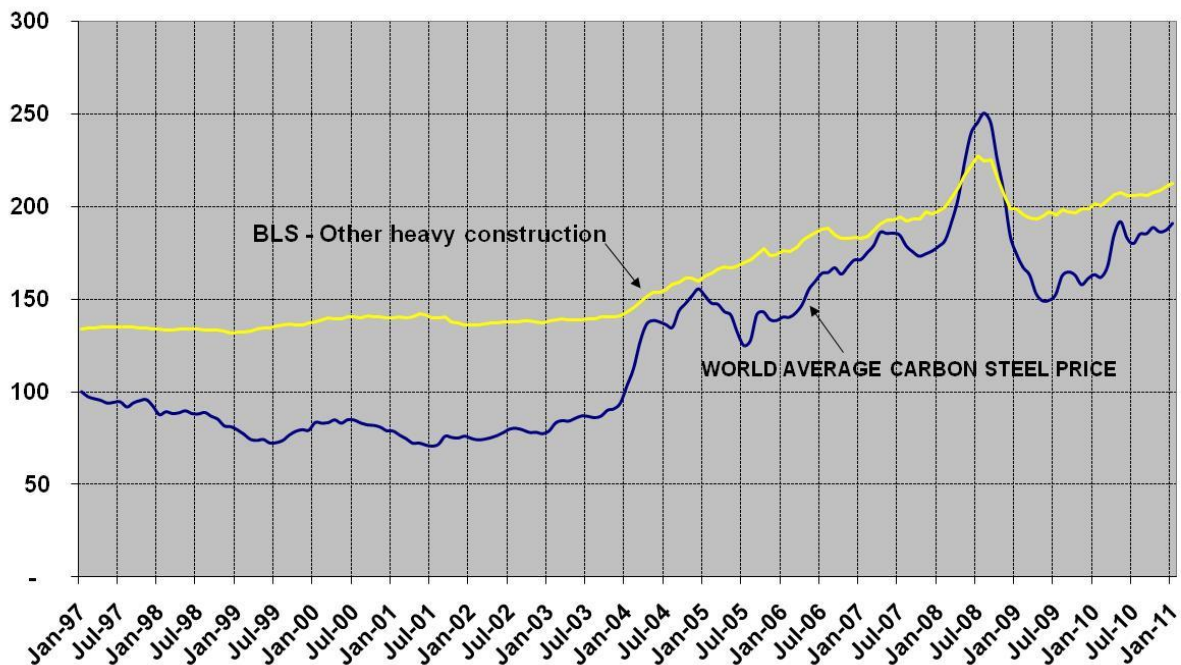



Figura 1. Variación internacional del precio de componentes de gasoductos (1997-2011)

- Para una misma dotación de personal y disponibilidad de maquinaria, los costos de construcción de un gasoducto son directamente proporcionales a los tiempos de ejecución de la obra. Los rendimientos de construcción y los tiempos consiguientes serán muy variables de acuerdo a las condiciones del terreno y los obstáculos que deben superarse. Por ejemplo, los tiempos de construcción de un gasoducto en una zona selvática y montañosa o rocosa, en igualdad de recursos, serán más del doble que en una zona llana de fácil acceso y terreno normal. Lo mismo se puede decir de las condiciones climáticas, especialmente la cantidad de días de lluvias en la zona de construcción, que pueden afectar seriamente los plazos de obra y por lo tanto los costos.

	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 5 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</div>		

- De acuerdo al tipo de obstáculos y al tipo de terreno que debe atravesar el gasoducto, tanto los equipos de personal especializado como el tipo de maquinaria a utilizar es distinto y, por lo tanto, también son distintos los costos unitarios correspondientes.
- Los costos de personal y de alquiler de equipos pueden tener fuertes variaciones en cada país o aún zonas de un mismo país.
- Las condiciones fiscales y financieras y los riesgos contractuales y macroeconómicos son muy distintos en cada país y en cada proyecto y pueden significar importantes variaciones en los precios de las ofertas.
- Los gastos generales y el beneficio neto al que aspira la empresa pueden tener también un rango de variación amplio en función del tamaño y estructura empresarial así como de la situación particular de la misma en el mercado en el momento de realizar su oferta.


Por lo dicho anteriormente los Entes Reguladores deben ser muy cuidadosos en el planteo de objeciones sobre la razonabilidad de los precios de un gasoducto solamente a partir de su comparación con datos estadísticos de otros proyectos (TGP como única referencia en el caso del OSINERGMIN) ya que los costos están fuertemente influenciados por las condiciones particulares de cada proyecto.

## 2.1.1. COSTOS UNITARIOS DE GASODUCTOS: MATERIALES E INSTALACIÓN

### 2.1.1.1. Banco Mundial – “Rule-of-thumb”

El Banco Mundial ha publicado (1997) una regla llamada “rule-of-thumb” o valor estándar aproximado para calcular el costo de un gasoducto que tiene en cuenta solo dos variables: el diámetro y la longitud<sup>1</sup>. En dicha publicación se menciona que los costos de construcción (incluyendo materiales y mano de obra) de un gasoducto pueden oscilar entre 15 y 30 US\$/(m x pulgada), dependiendo de las condiciones del terreno y otras características (es decir que los costos se consideran aproximadamente proporcionales a la longitud medida en metros y al diámetro del gasoducto medido en pulgadas). Un valor de 20 US\$/(m x pulgada) es considerado en esa publicación adecuado para una primera estimación, aunque debe mencionarse que el mismo corresponde a precios de 1996 y, por ello, el valor de tal regla debe actualizarse según la evolución de los costos de construcción y acero de las tuberías.


<sup>1</sup> “Financing Energy Projects in Emerging Economies”, Hosseim Razavi.

	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 6 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</div>		

Teniendo en cuenta la evolución de precios mostrada en la Figura 1 (promediando 50% los costos de construcción y 50% los costos internacionales del acero), los valores sugeridos en la publicación del Banco Mundial actualizados a enero del año 2011 oscilarían entre 26 y 50 US\$/(m x pulgada) con un valor medio de **35 US\$/(m x pulgada)**.

#### 2.1.1.2. Costos de Gasoductos en Brasil estimados por Petrobras

En el “World Pipeline Forum” realizado en Ámsterdam (2006) la empresa Petrobras de Brasil presentó un trabajo sobre la construcción de gasoductos en Brasil, “The Pipeline Industry in Brazil”, cuyos principales resultados se resumen en la tabla siguiente.

 <p>Comisión de Regulación de Energía y Gas</p> <p><b>SNC-LAVALIN</b> Itansuca</p>	<p><b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b></p> <p>ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</p>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 7 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12


**PROYECTOS DE PETROBRAS EN BRASIL**

<b>Petrobras Projected Pipelines (2010) (*)</b>	<b>Longitud</b>	<b>Diametro</b>
<u>Liquid Pipelines</u>	<i>(km)</i>	<i>(pulgadas)</i>
Paulínia – Cuiabá	1,437	18
Macaé – REVAP	542	38
REDUC – Ilha D'Água	19	18
Urucu – Coari	280	10
Conchas – Paulínia	90	16
Uberaba – Paulínia	200	18
Paulínia – Guararema	190	18
Guararema – S. Sebastião	90	19
Plano Diretor S.P.	200	18
<b>Pulgadas por metro - liquid pipelines</b>	<b>63,396,500 pulg x mts</b>	
<u>Gas Pipelines</u>	<i>(km)</i>	<i>(pulgadas)</i>
Urucu – Porto Velho	550	14
Coari – Manaus	420	20
Uruguaiana – Porto Alegre	615	24
Nordestão II	536	24
Campinas – Rio	453	28
São Carlos – Belo Horizonte	515	26
GASENE	1,280	28
Catu – Pilar	440	26
GASFOR II	280	20
Loop GASBEL	360	17
Caragua – Taubaté	100	26
Lorena – Poços de Caldas	211	14
Paulínia – Jacutinga	80	14
GASCAB III	67	22
<b>Pulgadas por metro - liquid pipelines</b>	<b>136,946,000 pulg x mts</b>	

<b>Cálculo del costo unitario estimado</b>				
	<b>Valor</b>	<b>Longitud</b>	<b>Pulg x mts</b>	<b>Costo unitario</b>
	<i>(MM USD)</i>	<i>(KM)</i>	<i>(pulg x mts)</i>	<i>(USD/pulg x mts)</i>
Pipelines Petrobras - proyectados 2010	7,000	8,955	200,342,500	<b>34.94</b>

(\*) Datos de Petrobras - presentados en el World Pipeline Forum - Amsterdam - Marzo 2006

Por lo tanto, este informe del año 2006 estima un costo unitario promedio para los gasoductos indicados en la tabla precedente de 34.94 US\$/(m x pulgada). Teniendo en

	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 8 DE 24
	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS </div>	REV 2, 09-FEB-12

cuenta la evolución de precios mostrada en la Figura 1, este valor actualizado a enero de 2011 resultaría igual a **40.8 US\$/(m x pulgada)**.

### 2.1.1.3. Proyectos de gasoductos en el mundo. Oil & Gas Journal Survey

La publicación periódica “Oil & Gas Journal”, ampliamente respetada en la comunidad internacional de ingeniería y construcciones así como entre las empresas productoras de petróleo y gas, emite un relevamiento anual con el resumen de los proyectos de gasoductos construidos en el mundo. Se realizó la recopilación de las información publicada entre Abril de 1997 y Abril del 2007, cuyo resumen se transcribe en la siguiente tabla con los costos unitarios de los proyectos recalculados al año 2010 utilizando la variación de precios internacionales del acero y de construcción de gasoductos de la Figura 1.

En la Figura 2 se representan gráficamente los precios unitarios de todos los gasoductos de la tabla considerando los costos unitarios totales (incluyendo la provisión de cañerías) y actualizados al año 2010. En la Figura 3 se presentan los mismos datos en la forma de un histograma y se ajusta una distribución de probabilidad log-normal con el mismo valor medio y desvío estándar de la muestra.

El valor más probable se ubica alrededor de los **45 US\$/(m x pulgada)** con un desvío estándar de 30 US\$/(m x pulgada).

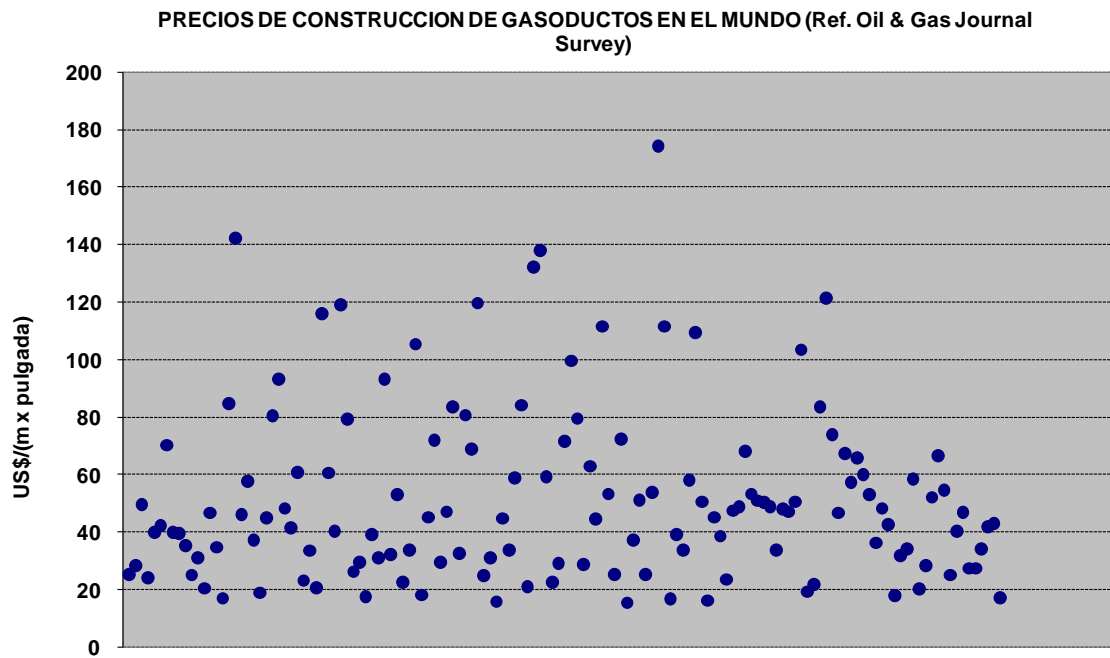


Figura 2. Precios unitarios de construcción de gasoductos en el mundo publicados por Oil & Gas Journal. Costos totales (incluyendo materiales) actualizados al 2010.





**SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN**

ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS

DOCUMENTO N°  
EIS-IN-X-010-A01

HOJA No 9 DE 24

REV 2, 09-FEB-12

**Oil & Gas Journal Survey (1)**

Fecha de publicación				Longitud	Díámetro	Precio contrato	Costo unitario	Costo unitario (a precios 2010)
	G : gas ; P : crude ; O : other	País	Finalización esperada	(km)	(pulgadas)	(MMUSD)	(USD/pulg x mts)	(USD/pulg x mts)
Abril de 2007								
Abu Dhabi - Fujairah	G	Abu Dhabi	2003	193	24	65	14.02	25.16
Beni Saf, Algeria - Playa del Charco, España (2)	G	Algeria	2008	750	24	600	33.34	28.15
GasAtacama: Noroeste basin - Mejillones, Chile	G	Argentina	1999	820	20	400	24.39	49.54
Blacktip Field - Alcan Gove alumina refinery	G	Australia	2007	941	16	352	23.37	24.01
Port Campbell - Adelaide	G	Australia	2003	703	16	250	22.22	39.86
Port Campbell - Adelaide	G	Australia	2004	676	14	300	31.70	42.27
Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline - Baku, Turkey	P	Azerbaijan	2005	1,094	46	2,700	53.63	70.11
Ocean Cay - Broward Fla. (2)	G	Bahamas	2007	154	24	144	38.84	39.90
Antwerp, Belgica - Overhausen, Alemania	O	Belgica	2007	499	12	230	38.42	39.47
Bolivia - Brasil	G	Bolivia	1999	3,058	32	1,700	17.37	35.29
Campinas - Japeri	G	Brasil	2006	483	28	300	22.19	24.98
Catu - Pilar	G	Brasil	2006	501	26	359	27.59	31.05
Criciuma - Porto Alegre	G	Brasil	1999	249	16	40	10.02	20.35
Urucú y Anamá - Manaus	G	Brasil	2008	187	20	206	55.17	46.59
Uruguaiiana - Porto Alegre	G	Brasil	2002	612	24	265	18.06	34.70
Vale - Aco	G	Brasil	2005	301	18	70	12.92	16.89
Athabasca Oil Sands - Edmonton	P	Canada	2005	515	30	1,000	64.73	84.61
Chetwynd, BC - Huntingdon, BC	G	Canada	2003	90	42	300	79.26	142.20
Cold Lake Area - Hardisty	P	Canada	2002	249	24	143	23.89	45.90
Edmonton - Edson	P	Canada	2009	251	36	460	50.90	57.73
Fort Nelson - Rainbow Lake	G	Canada	2004	82	24	55	27.92	37.23
Hardisty - Wood River	P	Canada	2009	3,009	34	1,700	16.61	18.85
Kirkwall, Ont - Ellisburg-Leidy, Pa	G	Canada	2004	346	30	350	33.72	44.96
Kitimat - Summit Lake	G	Canada	2009	470	36	1,200	70.93	80.46
Lynx Pipeline System - Findley	G	Canada	2006	72	12	72	82.85	93.26
Nova Scotia - Eastern Canada (2)	G	Canada	2005	1,207	36	1,600	36.82	48.14
Nova Scotia - Long Island (2)	G	Canada	2006	1,207	36	1,600	36.82	41.45
Prudhoe Bay - Gordondale	G	Canada	2007	2,816	(4)	8,000	59.18	60.80
Yahco - Vancouver	G	Canada	2004	797	24	330	17.26	23.02
Lanzhou refinery - Chongqing	O	China	2003	1,207	20	450	18.64	33.44
South China Sea - Fujian Trunkline	G	China	2006	341	20	125	18.32	20.62
Xinjiang - Shanghai	G	China	2004	4,023	40	14,000	86.99	116.00
Rodvig, Denmark - Niechorze, Poland	G	Denmark	2004	233	30	318	45.42	60.57
Bayu Undan - Northwest Australia	G	East Timor	2005	501	26	400	30.74	40.18
Lago Agrio - Esmeraldas	P	Ecuador	2003	502	36	1,200	66.39	119.10
Oriente jungle region - Balao Terminal	G	Ecuador	2004	514	(4)	500	34.74	NA
Tengiz Oil Field - Novorossiysk, Black Sea	P	Ex URSS	2001	1,448	(4)	2,400	39.45	79.36
Dumai - Medan	G	Indonesia	2007	492	24	300	25.38	26.08
Labuhan Maringgai - Muara Bekasi	G	Indonesia	2006	166	32	139	26.20	29.50
South Sumatra - Singapore	G	Indonesia	2003	214	28	58	9.68	17.36
West Natuna Sea - Singapore	G	Indonesia	2001	644	28	350	19.42	39.06
Marand - Kajaran, Armenia	G	Iran	2007	142	28	120	30.26	31.09
South Pars Field - Gujrat, India	G	Iran	2010	1,609	28	4,200	93.21	93.21
ZAO Amrosgazprom - Iran to Armenia	G	Iran	2007	137	28	120	31.33	32.19
Kenkiyak - Atyrau	P	Kazakhstan	2002	241	24	160	27.62	53.07
Mellitah Libya to Gela, Sicily, Italy (2)	G	Libya	2004	539	32	290	16.81	22.41
Ehrenburg, Ariz - Rosarito, Mexico	G	Mexico	2003	217	(4)	147	18.79	33.72
El Caracol, Reynosa - Los Indios Station	G	Mexico	2003	113	36	238	58.69	105.29
Kleberg Co., Tex - Reynosa, Mexico	G	Mexico	2000	167	24	40	9.96	18.03
Naranjos - Tamazunchale	G	México	2006	126	36	181	40.05	45.08
Offshore Cantarell Fields (2)	P	México	2004	51	36	100	53.94	71.92
Temane - Secunda, RSA	G	Mozambique	2004	871	26	500	22.09	29.45
Yandana Gulf of Martaban - Yangon	G	Myanmar	2006	240	20	200	41.70	46.94
Callantsoog, Neth. - Bacton Eng. (2)	G	Netherlands	2006	230	36	614	74.11	83.42
Offshore Niger Delta - Benin, Ghana, Togo	G	Nigeria	2006	692	(4)	600	28.90	32.53
Kaarsto, Noruega - Domum, Alemania	G	Norway	1999	660	(4)	1,100	39.69	80.62
Oseberg field - Heimdal field	G	Norway	2000	109	36	150	38.07	68.93
Vesterland pipeline - Norwegian North Sea	G	Norway	2001	53	32	101	59.43	119.55
Fahud - Sohar	G	Oman	2002	299	32	124	12.95	24.88
Fahud Sohar Pipeline - Al Ain	G	Oman	2003	45	24	19	17.20	30.86
Mina Al Fahal - Sohar	P	Oman	2006	262	24	88	13.98	15.73
Karachi - Mehmood Kot	P	Pakistan	2003	816	26	528	24.89	44.65
Highlands PNG - Queensland Australia	G	Papua Nva Guinea	2007	2,599	(4)	3,400	32.70	33.60
Papua New Guinea - Queensland, Australia	G	Papua Nva Guinea	2005	2,998	26	3,500	44.90	58.69
Ras Laffan, Qatar - Tawilah, Abu Dhabi (2)	G	Qatar	2006	418	48	1,500	74.68	84.07
Angarsk, Rusia - Beijing, China	P	Rusia	2005	2,499	40	1,600	16.00	20.92
Bolshoi Changan - Atyrau, Kazakhstan	P	Rusia	2003	452	24	800	73.71	132.24
Dzhubga, Rusia - Samsur, Turquia	G	Rusia	2003	921	24	1,700	76.95	138.05
Izobilnoye, Rusia - Ankara, Turquia	G	Rusia	2003	1,247	(4)	2,300	32.93	59.08
Taishet - Nakhodha	P	Rusia	2008	1,500	40	1,600	26.67	22.52
Taishet - Nakhodha	P	Rusia	2008	6,647	48	11,000	34.48	29.11
Vyborg - Greifswald, Alemania	G	Rusia	2010	1,197	56	4,800	71.59	71.59



**SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN**

DOCUMENTO N°  
EIS-IN-X-010-A01

HOJA No 10 DE 24

ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS

REV 2, 09-FEB-12


Malasya - Chana Thailand	G	Thailand	2005	270	34	700	76.15	99.54
Satun - Songkhla	P	Thailand	2005	161	46	450	60.79	79.46
Cassia Platform - Rustville (2)	G	Trinidad y Tobago	2004	64	36	50	21.58	28.77
Guayaguayare bay - Port Fortin	G	Trinidad y Tobago	2005	77	56	208	48.08	62.85
ANR Pipeline Co - Westleg gas pipeline, Wis	G	USA	2004	42	30	42	33.46	44.61
Barnett Shale - Texoma pipeline	G	USA	2005	217	36	300	38.36	NA
Beaux Bridge, La - Mont Belvieu, Tex	O	USA	2000	332	12	245	61.58	111.50
Bloomfield, Mn - Salt Lake City, Uth	P	USA	2004	418	12	200	39.83	53.11
Brenan, Ga - Knoxville, Tenn.	P	USA	2004	306	20	116	18.97	25.29
Burlington - Williams Gas Pipeline	G	USA	2006	6	36	13	64.11	72.16
Campbell, Wyo - McCabe, Mont.	G	USA	2004	523	20	120	11.47	15.30
Centralia, Ill - St Louis, Mo	G	USA	2002	76	24	35	19.28	37.05
Charleston, W Va - Granville, N Ca	G	USA	2005	423 (4)	30	497	39.14	51.17
Cheyenne - Greensburg	G	USA	2005	612	36	425	19.30	25.24
Clark, Nev. - La Paz, Ariz.	G	USA	2004	483	36	700	40.27	53.70
Clearbrook, Min - Superior, Wis	P	USA	2003	193	24	450	97.09	174.19
Conn. - Wading River, NY	G	USA	2003	80	30	150	62.14	111.48
Cushing - Caney	P	USA	2005	161	16	33	12.82	16.75
Defiance, Oh - Leidy, Pa	G	USA	2004	644	36	678	29.25	39.01
Delhi, La - Warren County, Miss	G	USA	2001	60	20	20	16.79	33.78
Eastern Gulf of Mexico - Jackson Co., Mo	G	USA	1998	338	36	390	32.05	57.96
Eastleg Expansion, Wisconsin	G	USA	2005	8	30	19	83.73	109.46
Eire, Ont - Manchester, NY	G	USA	2003	692	36	700	28.10	50.41
Enbridge Midcoast Energy - Decatur, Ala	G	USA	2003	85	30	23	8.99	16.13
Evanston - Salt Lake City	P	USA	2007	146	12	77	43.81	45.02
Flanagan, Ill - Patoka Ill	P	USA	2009	286	36	350	33.94	38.50
Fort Worth - Lamar	G	USA	2006	196	24	98	20.80	23.41
Garden Banks blk 783 - blk 128 (2)	P	USA	2004	80	14	40	35.51	47.35
Garden Banks blk 784 - blk 129 (2)	G	USA	2004	80	16	47	36.51	48.68
GOM Gunnison - Stingrey Marine Pipeline	G	USA	2003	66	16	40	37.89	67.98
GOM Indep Hub - Tennessee gas pipeline (2)	G	USA	2007	225	24	280	51.78	53.20
Iredell County, NC - Richmond, NC	G	USA	2001	132	30	100	25.26	50.81
Joliet III - Ixonia, Wis	G	USA	2002	233	36	220	26.19	50.33
Joliet, Ill - Fond du Lac, Wis	G	USA	2002	241	36	220	25.32	48.65
Joliet, Ill - Nicor Gas Grid	G	USA	2002	119	36	75	17.49	33.62
Kanawha, W Va - Granville, NC	G	USA	2005	451 (4)	30	497	36.76	48.06
Kern river Pipeline - Opal Lateral loop	G	USA	2002	1,226	42	1,260	24.46	47.01
Lake Erie, Pa - New York, NY	G	USA	2003	692	36	700	28.10	50.41
Leidy, Pa - NJ	G	USA	2001	245	42	528	51.39	103.38
Limestone, Tex - Grimes, Tex	G	USA	2004	97	36	50	14.38	19.18
Longview, Tex - Cushing, Okl	P	USA	2005	451	20	150	16.64	21.76
Minesota Pipeline Co. - Rosemount	P	USA	2005	483	24	300	25.89	NA
Mobile Bay, Ala - Outer continental shelf	G	USA	1998	124	30	172	46.13	83.41
Mobile, Ala - Manatee County, Fl (2)	G	USA	2002	703	36	1,600	63.20	121.45
Mobile, Ala - Pasco County, Fl	G	USA	2002	1,085	36	1,500	38.41	73.82
Na Kika field - Destin pipeline (2)	G	USA	2004	119	24	100	34.99	46.65
Natchitoches - Shreveport	G	USA	2006	105	36	225	59.75	67.25
Offshore Beverly, Mass. - Weymouth, Mass. (2)	G	USA	2004	47	30	60	42.85	57.14
Offshore Mardi Gras Transp Sys. (2)	G	USA	2004	724	28	1,000	49.32	65.76
Ooltewah, Ten - Sweetwater Ten	P	USA	2003	69	16	37	33.42	59.95
Price, Uth - Elbeerta, Uth	G	USA	2002	121	24	80	27.62	53.07
Red Hawk Field - Vermillion blk 397 (2)	G	USA	2004	138 (4)	16	60	27.09	36.13
Sable Island, NS - New York, NY	G	USA	2005	1,207	36	1,600	36.82	48.14
San Juan - Gallup	G	USA	2005	117	36	138	32.63	42.65
SE Sheridan Co., Wyo - Powder River, Wyo	G	USA	2000	90	20	18	9.88	17.88
SS blk 332 - Port Arthur, Tex (2)	G	USA	2004	628 (4)	30	450	23.90	31.87
Starr County, Tex - Monterrey, Mexico	G	USA	2003	153	30	87	18.97	34.03
Sumas, Was - Shaw Lake, BC	G	USA	2004	137 (4)	20	120	43.86	58.49
Superior Wis - Wood River Ill	G	USA	2007	1,022 (4)	30	600	19.57	20.11
Texas - Arizona	G	USA	2005	1,287	36	1,000	21.58	28.20
Texas Eastern Pipeline - Jonah System, Wyo	G	USA	2002	69	24	45	27.09	52.07
Thunder horse field - Na Kika Field (2)	G	USA	2004	42	24	50	49.79	66.39
Uniontown, Pa - Weynesburg, Pa	G	USA	2004	56	36	83	40.93	54.58
Wamsutter Hub - Ohio	G	USA	2008	2,414	42	3,000	29.59	24.99
Weld Co. Col - Monroe Co. Oha	G	USA	2009	2,676	42	4,000	35.59	40.37
Wyoming - California	G	USA	2003	1,152	42	1,260	26.04	46.71
Wythe County, Va - Rockingham County, Nc	G	USA	2004	153	24	75	20.44	27.26
Wythe County, Va - Rockingham County, NC	G	USA	2004	153	24	75	20.44	27.26
Zapata County, Tex - Monterrey, Mexico	G	USA	2003	153	30	87	18.97	34.03
Nam Con Son Gas Fields - Ca Mau Plants (2)	G	Vietnam	2005	399	18	230	32.02	41.85
Offshore PM3 Block - Ca Mau (2)	G	Vietnam	2007	325	18	245	41.87	43.02
Marib Field - Mal Hab	G	Yemen	2007	319	38	200	16.52	16.97

(1) Oil & Gas Journal - Pipeline Construction Survey (www.ogj.com)

(2) Offshore pipeline

(3) Datos de Enagas - 123 km offshore a una profundidad maxima de 997 mts.

(4) Diámetro máximo

	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 11 DE 24
	<b>ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</b>	REV 2, 09-FEB-12

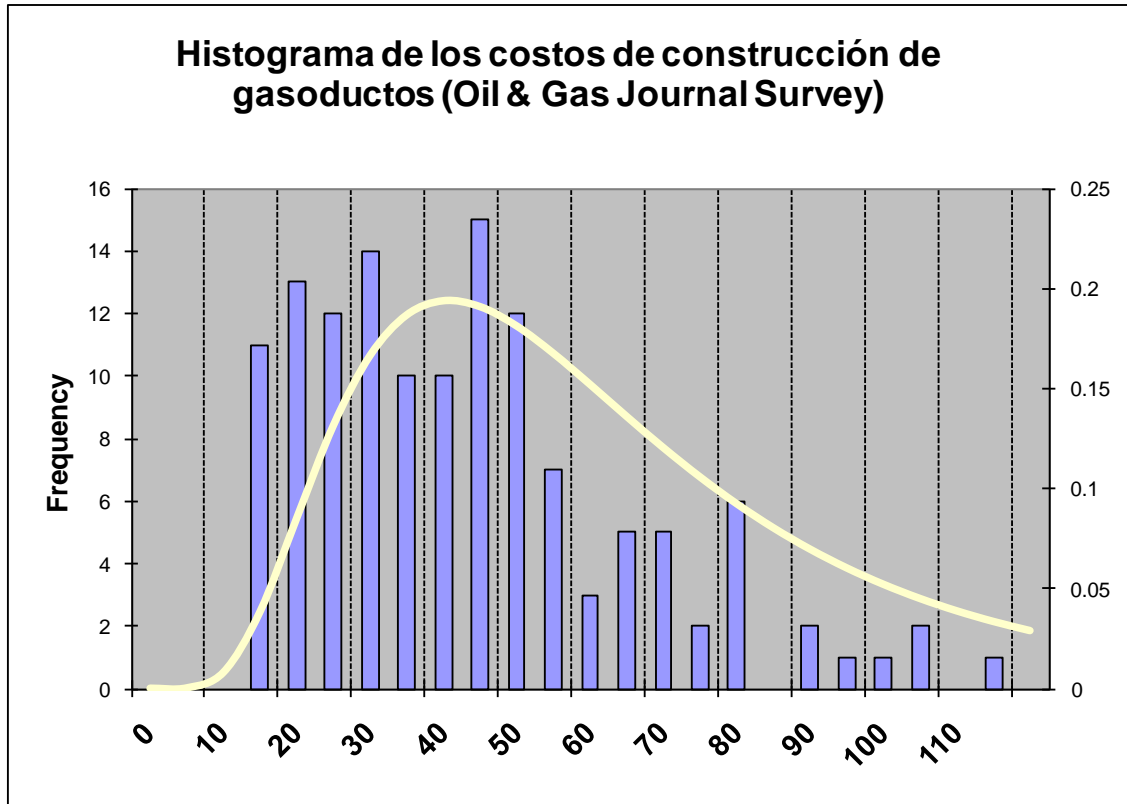



Figura 3. Precios unitarios de construcción de gasoductos en el mundo publicados por Oil & Gas Journal. Costos totales (incluyendo materiales) actualizados al 2010.

#### 2.1.1.4. Gasoductos en Argentina

La tabla siguiente muestra un resumen de los costos unitarios totales de gasoductos construidos y proyectados en Argentina desde 1999, recalculados al año 2010 utilizando la variación de precios internacionales del acero de la Figura 1 y la variación del costo de la mano de obra en la construcción en Argentina en dólares (datos del INDEC) mostrada en la Figura 4 (ponderando al 50% cada uno de dichos índices). En Figura 4 se puede ver el brusco descenso correspondiente a la devaluación de fines del 2001 y la posterior recuperación.

El valor medio del costo total para gasoductos en zona llana de fácil construcción se sitúa, a precios del año 2010, en alrededor de los **29 U\$S/(m pulgada)**. Por su parte a los gasoductos que cruzan la Cordillera de Los Andes les correspondieron costos promedios de **45.8 U\$S/(m pulgada)**.

 <p>Comisión de Regulación de Energía y Gas</p> <p>SNC·LAVALIN Itansuca</p>	<p>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</p>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
	<p>ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</p>	HOJA No 12 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12

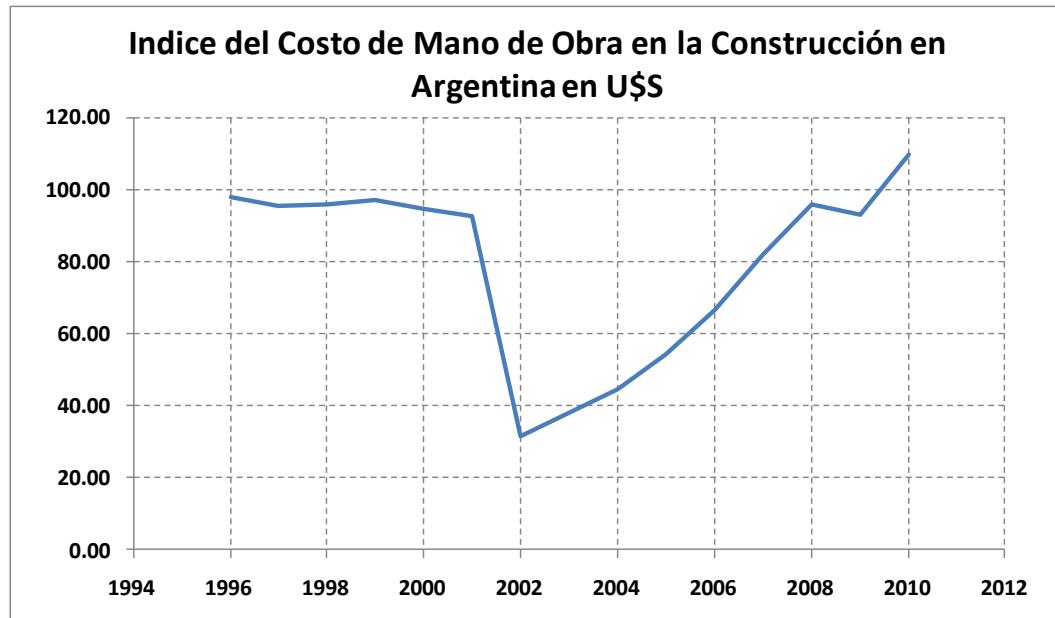



Figura 4. Indice del Costo de Mano de Obra en la Construcción en Argentina en U\$S (Fuente: INDEC)

GASODUCTO	Año	Longitud	Diámetro	Costo total	Costo Unitario	Costo Unitario acutalizado 2010	Comentarios
						MMU\$S	
		km	pulgadas	MMU\$S	U\$S/(m pulgada)	U\$S/(m pulgada)	
Norandino (Parte Argentina)	1999	475	20	235	24.7	50.2	Cruce de los Andes
Atacama (Parte Argentina)	1999	530	20	238	22.5	45.6	Cruce de los Andes
Gas del Pacífico (Parte Argentina)	1999	296	24	127	17.9	36.3	Cruce de los Andes
Gas Andes	1997	460	24	325	29.4	51.0	Cruce de los Andes
GNEA	2005	1470	30	763	17.3	29.4	Proyecto
Uruguayana	1999	440	24	120	11.4	23.1	
Cruz del Sur	2001	57	24	89	65.1	130.9	Subfluvial (Río de la Plata)
<b>Expansiones TGN</b>							
Gasoducto Norte	2005	140	30	75.2	17.9	30.5	Proyecto
Gasoducto Norte	2005	240	30	144.6	20.1	34.2	Proyecto
Gasoducto Norte	2005	352	30	191.7	18.2	30.9	Proyecto
Gasoducto Norte	2005	512	30	273.9	17.8	30.3	Proyecto
Gasoducto Norte	2005	663	30	349.7	17.6	29.9	Proyecto
Gasoducto Centro-Oeste	2005	100	30	54.3	18.1	30.8	Proyecto
Gasoducto Centro-Oeste	2005	215	30	117.6	18.2	31.0	Proyecto
Gasoducto Centro-Oeste	2005	312	30	163.5	17.5	29.7	Proyecto
Gasoducto Centro-Oeste	2005	501	30	199.7	13.3	22.6	Proyecto
Gasoducto Centro-Oeste	2005	652	30	240.3	12.3	20.9	Proyecto
<b>Expansiones TGS</b>							
Gasoducto Austral	2005	117	30	91.12	26.0	44.2	Proyecto - incluye compresión
Gasoducto Neuba II	2005	60	30	29.99	16.7	28.3	Proyecto
Tramos finales	2005	53	36	35.88	18.8	32.0	Proyecto
Gasoducto Austral	2005	380	30	327.68	28.7	48.9	Proyecto - incluye compresión
Gasoducto Neuba II	2005	120	30	60.59	16.8	28.6	Proyecto
Tramos finales	2005	92	36	62.94	19.0	32.3	Proyecto

	<p>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</p>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 13 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12
<p>ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</p>		

## 2.1.2. COSTOS UNITARIOS DE INSTALACIÓN DE TUBERIAS (US\$/M) Y POR TIPO DE DIAMETRO (PULG)


La Universidad de California publicó un informe “Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs”, elaborado por Nathan Parker, del Institute of Transportation Studies, que tiene la particularidad de ser la única publicación de nuestro conocimiento donde se presentan valores de los costos de instalación propiamente dichos (es decir, sin los costos de tuberías y plantas compresoras) para un amplio rango de diámetros y longitudes de gasoductos construidos entre los años 1991 y 2003.

Para este informe se seleccionaron gasoductos entre 24 y 42 pulgadas de diámetro, de más de 50 km de longitud y construidos con posterioridad al año 1997. Los valores de los costos unitarios de construcción de los proyectos (Figura 5), fueron actualizados al año 2010 utilizando la variación de precios internacionales del acero y de construcción para este tipo de obras de ingeniería que se muestra en la Figura 1.

Actualizados al año 2010, el valor medio obtenido para el costo total de los gasoductos es de **42.9 U\$\$(m pulgada)**. Por su parte, el costo de los materiales (90% de los cuales corresponde a las tuberías) es de 16.8 U\$\$(m pulgada), el costo de instalación 15.2 U\$\$(m pulgada) y otros costos 10.8 U\$\$(m pulgada).

En otros costos se incluyen los costos indirectos (gerenciamiento, supervisión, administración, compras, relaciones comunitarias, etc.), los costos improductivos (seguros de obra, garantías bancarias o cauciones, costos financieros, contingencias e Imprevistos, etc.) y los gastos generales y beneficio bruto.

En términos porcentuales el 39% corresponde a los costos de materiales, el 36% a los costos de instalación y el 25% restante a otros costos.

	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</div>	HOJA No 14 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12

**PRECIOS DE CONSTRUCCION DE GASODUCTOS (SIN TUBERÍAS NI P. COMPRESORAS)  
INFORME DE LA UNIVERSIDAD DE CALIFORNIA**

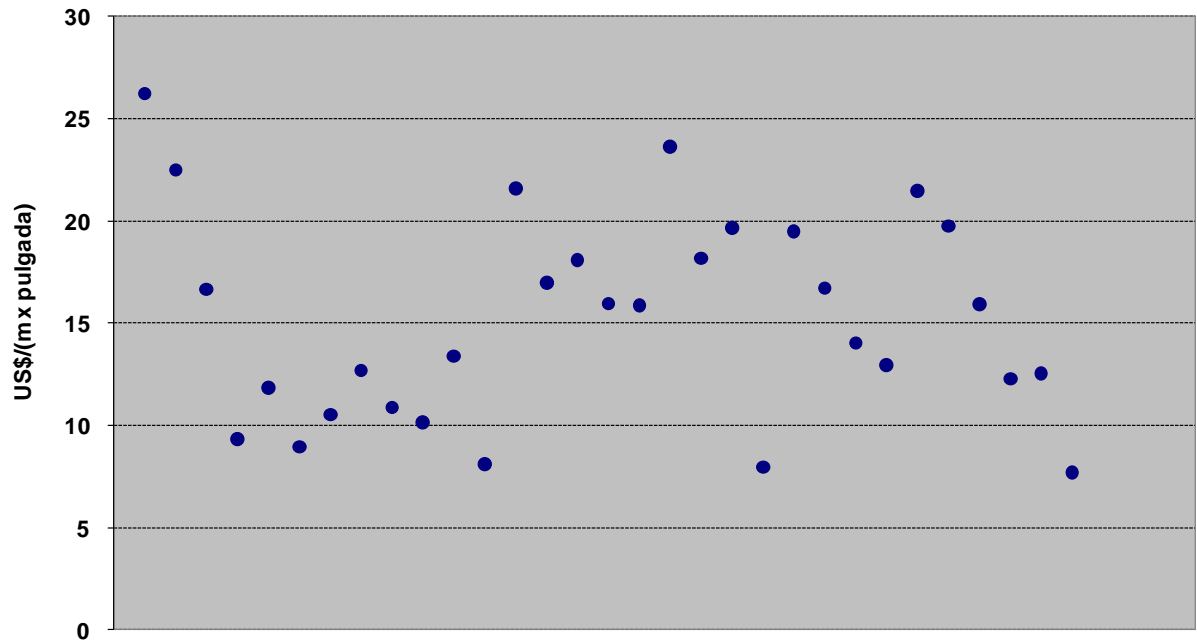



Figura 5. Costos unitarios de construcción de gasoductos informados por la Univ. de California actualizados al año 2010

 <p>Comisión de Regulación de Energía y Gas</p> <p>SNC-LAVALIN Itansuca</p>	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
	ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS	HOJA No 15 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12

Year	Diametro in	Longitud millas	Costos actualizados al año 2010					Costos actualizados al año 2010				
			Materiales	Labor	Other	Right of Way	Total	Materiales	Labor	Other	Total	Right of Way
			US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$/m pulgada)	US\$/m pulgada)	US\$/m pulgada)	US\$/m pulgada)	US\$/m pulgada)
1997	24"	64.1	17,254,529	42,560,608	12,907,622	11,244,916	83,967,675	13.53	26.22	10.12	49.87	6.93
1997	24"	187.5	50,243,300	106,822,075	43,888,991	9,533,033	210,487,399	13.47	22.50	11.76	47.73	2.01
1997	36"	369.7	210,500,343	233,985,306	116,338,520	29,085,301	589,909,470	19.08	16.66	10.54	46.28	2.07
1997	36"	886.8	509,160,725	314,625,257	290,230,314	44,380,711	1,158,397,007	19.24	9.34	10.96	39.54	1.32
1998	36"	58.8	27,460,648	26,211,821	13,320,129	3,099,135	70,091,734	16.73	11.86	8.11	36.70	1.40
1998	36"	117.0	55,254,311	39,362,128	28,141,551	4,616,791	127,374,782	16.92	8.95	8.62	34.48	1.05
1998	36"	384.4	163,056,395	152,048,369	54,130,595	3,440,008	372,675,367	15.19	10.52	5.04	30.76	0.24
1998	36"	758.0	353,742,086	361,681,319	127,201,997	13,210,714	855,836,116	16.72	12.70	6.01	35.42	0.46
1998	42"	214.0	99,773,409	102,012,679	35,877,487	3,726,098	241,389,673	14.31	10.87	5.15	30.33	0.40
1998	42"	269.6	125,948,087	120,225,164	61,086,209	14,220,786	321,480,246	14.34	10.17	6.96	31.47	1.20
1998	42"	773.0	463,010,529	453,737,100	207,602,418	41,783,592	1,166,133,639	18.39	13.39	8.25	40.02	1.23
1999	24"	143.0	24,574,299	29,257,418	12,946,960	2,826,611	69,605,288	11.26	8.11	5.93	25.31	0.78
1999	30"	75.6	26,166,430	51,432,145	39,016,616	8,926,123	125,541,314	18.15	21.58	27.06	66.79	3.74
1999	30"	147.4	57,139,053	78,849,522	50,806,971	11,532,934	198,328,480	20.33	16.97	18.07	55.37	2.48
2000	24"	75.6	14,017,416	36,044,783	13,609,942	970,903	64,643,043	10.35	18.09	10.05	38.49	0.49
2000	30"	89.4	40,019,349	46,979,853	52,539,121	9,041,536	148,579,860	19.99	15.95	26.24	62.19	3.07
2000	36"	140.3	46,203,869	88,068,004	54,784,227	12,340,585	201,396,685	12.25	15.88	14.53	42.67	2.23
2001	24"	166.0	39,928,479	104,196,782	51,011,133	15,874,639	211,011,033	16.01	23.62	20.45	60.08	3.60
2001	30"	68.3	22,756,505	41,242,325	25,697,163	2,144,311	91,840,303	17.74	18.18	20.03	55.95	0.95
2001	30"	75.6	25,126,540	49,388,161	37,466,042	8,571,386	120,552,128	17.70	19.67	26.39	63.75	3.41
2001	36"	155.0	67,698,460	49,181,051	26,380,469	4,890,761	148,150,740	19.38	7.96	7.55	34.89	0.79
2002	24"	93.6	16,908,517	46,990,274	17,566,259	4,990,701	86,455,750	10.98	19.48	11.41	41.86	2.07
2002	36"	58.2	31,222,877	37,636,586	9,484,822	2,904,138	81,248,422	21.74	16.72	6.60	45.06	1.29
2002	36"	59.4	26,848,264	32,280,688	4,609,296	1,158,434	64,896,682	18.30	14.04	3.14	35.48	0.50
2002	36"	85.1	36,971,094	42,631,161	11,297,457	4,022,977	94,922,690	17.60	12.95	5.38	35.92	1.22
2002	36"	93.6	42,499,419	77,709,431	16,453,148	4,783,401	141,445,399	18.39	21.46	7.12	46.97	1.32
2002	36"	117.2	51,421,071	89,607,874	19,387,902	5,835,400	166,252,246	17.77	19.76	6.70	44.23	1.29
2002	36"	129.8	55,835,400	80,052,697	19,027,819	6,295,529	161,211,444	17.42	15.94	5.94	39.30	1.25
2002	42"	53.6	34,303,317	29,719,467	17,790,340	485,315	82,298,438	22.22	12.29	11.52	46.03	0.20
2002	42"	82.4	51,926,728	46,687,074	13,947,524	4,460,826	117,022,152	21.88	12.56	5.88	40.31	1.20
2003	30"	380.0	124,933,160	95,287,730	32,942,568	12,418,538	265,581,997	14.34	7.70	3.78	25.83	1.00
							VALOR MEDIO	16.83	15.23	10.82	42.87	1.65
							DESV. ESTANDAR	3.18	5.01	6.79	10.87	1.37

### 2.1.3. COSTOS UNITARIOS DE TUBERIAS (US\$/M) Y POR TIPO DE DIAMETRO (PULG)


Los costos unitarios de tuberías son variables de acuerdo con la calidad del acero, el espesor y el tipo de revestimiento.

En este informe se muestran, en primer término, los precios correspondientes a tuberías presupuestadas el año 2005 para gasoductos en Argentina. Los precios fueron actualizados al año 2010 teniendo en cuenta la evolución de precios internacionales de acero mostrada en la Figura 1.

Como consecuencia de la tendencia al aumento del espesor al aumentar el diámetro, los costos unitarios de las tuberías tienden a aumentar con el diámetro tal como se muestra en la Figura 6.

Haciendo un ajuste lineal de los datos estadísticos, el costo unitario de las tuberías en función del diámetro resulta igual a

$$C \left( \frac{US\$}{m \text{ pulgada}} \right) = 3.9 + 0.35 \text{ diametro pulgadas}$$

	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 16 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12
ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS		

	Año	Diámetro	Costo	Costo Unitario	Costo Unitario 2010
		Pulgadas	U\$/m	U\$/(m pulgada)	U\$/(m pulgada)
Expansiones TGS 2005	2005	24	203.0	8.5	13.5
Expansiones TGN 2005	2005	24	168.0	7.0	11.2
GNEA	2005	30	283.0	9.4	15.1
Expansiones TGN 2005	2005	30	248.0	8.3	13.2
GNEA	2005	36	402.0	11.2	17.9
Expansiones TGS 2005	2005	36	342.3	9.5	15.2

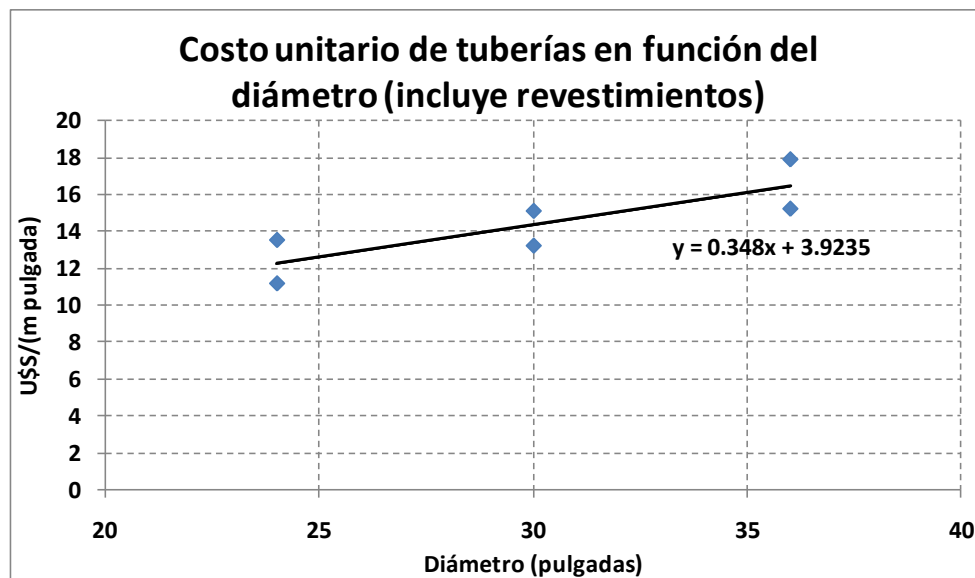


Figura 6.


Por su parte utilizando los datos del informe “Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs” del apartado anterior (y considerando que el costo de las tuberías corresponde al 90% del costo de los materiales) se obtienen los valores mostrados en la Figura 7.

En este caso el costo de las tuberías resulta

$$C\left(\frac{U\$}{m \text{ pulgada}}\right) = 4.4 + 0.33 \text{ diametro } \text{pulgadas}$$

Muy similar a los valores obtenidos para los caños en Argentina.



	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</div>	HOJA No 17 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12

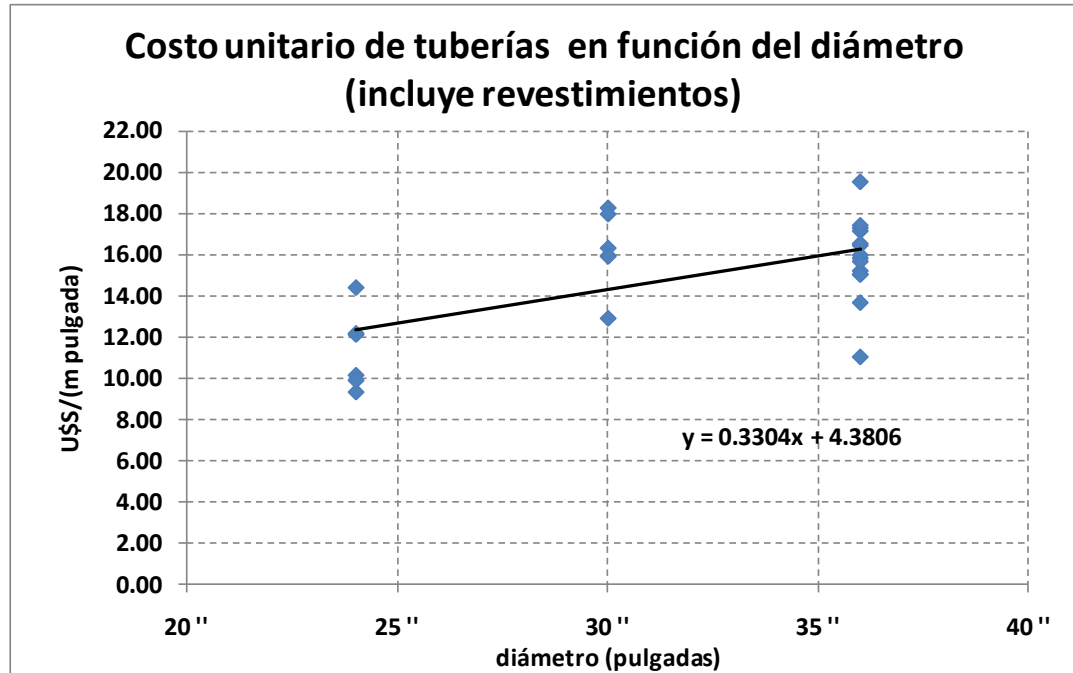


Figura 7.


#### 2.1.4. COSTOS UNITARIOS DE INSTALACIÓN Y MATERIALES POR TIPO DE GEOGRAFÍA : SELVA, SIERRA Y COSTA

Los costos de materiales son prácticamente independientes al tipo de geografía. Por su parte los costos de instalación resultan sensibles al tipo de terreno ya que afectan la duración de la construcción y, por lo tanto, los costos de mano de obra directa e indirecta y equipos.

Teniendo en cuenta los datos de los proyectos en Argentina (apartado 2.1.1.4) los costos de materiales actualizados al año 2010 resultan en promedio iguales a 15.2 U\$\$(m pulgada).

Por su parte a partir de los mismos datos resulta que el valor medio del costo total para gasoductos en zona llana de fácil construcción se sitúa, a precios del año 2010, en alrededor de los 29 U\$\$(m pulgada). Por su parte a los gasoductos que cruzan la Cordillera de Los Andes les correspondieron costos promedios de 45.8 U\$\$(m pulgada).

Se puede deducir de lo anterior que los costos de instalación en Argentina para zona llana de fácil construcción resultaron iguales a  $29 - 15.2 = 13.8$  U\$\$(m pulgada) y a

	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 18 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</div>		

45.8-15.2=30.6 U\$\$/ (m pulgada). Es decir que los costos de instalación en la cordillera resultaron 2.2 veces los costos de la zona llana.

En el caso de selva los resultados tienen una mayor dispersión pero los costos de construcción pueden estimarse en promedio en 3.0 los valores de los costos de instalación en zona llana.

Estos serían los costos resultantes para Argentina. Para extrapolar dichos costos a Colombia es necesario tener en cuenta la variación de los costos de mano de obra en dólares entre Argentina y Colombia. Este es un valor que suele fluctuar considerablemente, especialmente cuando alguno de los países implementa devaluaciones importantes de su moneda (Argentina 2002, ver Figura 4).

Por lo tanto, considerando los costos de mano de obra en la construcción en Argentina (su relación con el costo de construcción en Colombia deberá ser determinado en cada caso), se pueden considerar los siguientes valores medios:

Costos unitarios de instalación en costa: 13.8 U\$\$/ (m pulgada)

Costos unitarios de instalación en sierra: 30.6 U\$\$/ (m pulgada)

Costos unitarios de instalación en selva: 41.4 U\$\$/ (m pulgada)

#### 2.1.5. COSTOS UNITARIOS DE LOS GASODUCTOS

Teniendo en cuenta los datos estadísticos presentados en este trabajo surgen los siguientes costos unitarios para el proyecto.

Para los costos de materiales se considera el costo de tuberías obtenido en la sección 2.1.3. Dicho valor se incrementa en un 10% para sumar los costos de otros materiales y en un 25% para considerar la importación de tuberías puesta en Argentina. Por lo tanto el costo de materiales se puede obtener a partir de la ecuación siguiente:

$$C = (3.9 + 0.35 \times \text{diametro}) \times 1.1 \times 1.25$$


Costo de materiales, gasoducto de 18 pulgadas: 14.0 U\$\$/ (m pulgada)

Para los costos unitarios de instalación, teniendo en cuenta los datos presentados en la sección 2.1.4 de este informe, correspondería adoptar:

Costos unitarios de instalación en selva: 41.4 U\$\$/ (m pulgada)

Costos unitarios de instalación en sierra: 30.6 U\$\$/ (m pulgada)

Por lo tanto, el valor medio de los costos unitarios se pueden estimar en: i) para un tramo de gasoducto en selva (18 pulgadas) **55.4 U\$\$/ (m pulgada)**, y ii) para un tramo de gasoducto en sierra (18 pulgadas) **44.6 U\$\$/ (m pulgada)**.

	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 19 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</div>		

Es importante tener en cuenta que estas estimaciones tienen una incertidumbre del orden del 30%. Es decir que los valores obtenidos corresponden a:

- Tramo de gasoducto en selva (18 pulgadas): **55.4 U\$\$/ (m pulgada) ± 20 U\$\$/ (m pulgada)**
- Tramo de gasoducto en sierra (18 pulgadas): **44.6 U\$\$/ (m pulgada) ± 15 U\$\$/ (m pulgada)**

#### 2.1.6. COSTOS UNITARIOS DE LA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN (US\$/HP) (MATERIALES E INSTALACIÓN)

La Tabla 1 muestra un resumen de los costos unitarios totales correspondientes a plantas compresoras construidas y proyectadas en Argentina entre los años 2002 y 2005, actualizados al año 2010 utilizando la variación de precios internacionales del acero de la Figura 1 y la variación del costo de la mano de obra en la construcción en Argentina en dólares (datos del INDEC) mostrada en la Figura 4. A partir de datos en Argentina, para las estaciones de compresión se utiliza una ponderación del 80% de la variación de los precios internacionales del acero y un 20% de la variación de la mano de obra en la construcción. Esto es así en razón de la elevada proporción del costo de los compresores y otros equipos importados en relación con las tareas constructivas en una planta compresora.


El valor promedio obtenido para el costo unitario de estaciones de compresión, considerando materiales e instalación, es de **2763 U\$\$/HP** con un desvío estándar de 212 U\$\$/HP.

Tabla 1. Costos reales de plantas de compresión instaladas en Argentina

	Año	Potencia	Costo	Costo Unitario	Costo Unitario actualizado 2010
				MMU\$	U\$\$/HP
		HP	MMU\$	U\$\$/HP	U\$\$/HP
Pichanal	2002	15000	16.6	1109	2855
Expansiones TGN - G. Norte	2005	10000	18.5	1850	2799
Expansiones TGN - G. Norte	2005	17000	32.9	1935	2928
Expansiones TGN - G. Norte	2005	37000	69.8	1886	2854
Expansiones TGN - G. Norte	2005	57000	88.2	1547	2341
Expansiones TGN - C. Oeste	2005	10000	18.5	1850	2799

Por su parte, la Tabla 2 muestra los costos medios de compresión de estaciones de compresión construidas en Estados Unidos y publicados por la revista Oil&Gas.

En esta tabla se observa que los valores actualizados con PPI muestran una enorme variación en años consecutivos (por ejemplo de 1107 US\$/HP en 2008/2009 contra 2178 US\$/HP en 2009/2010). Esto indica que no es posible utilizar para comparación

	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 20 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</div>		

costos de compresión de años anteriores sin considerar algún índice de actualización que refleje más adecuadamente las variaciones del precio internacional de los mismos. Por otra parte, debido a la volatilidad de precios en los últimos años, con fuertes variaciones del precio del acero en pocos meses, debería conocerse con mayor precisión la fecha de cotización o construcción de cada planta. También se debería estar seguro que la base de datos utilizada es homogénea (es decir si incluye todos los años los mismos ítems).

Por otra parte, los costos de compresores instalados en Argentina incluyen los costos de flete, aranceles y otros costos de importación ya que los compresores se importaron en todos los casos de los Estados Unidos. Estos costos se estiman para Argentina con una incidencia del orden del 30%. Por lo tanto, el costo promedio actualizado de 2763 US\$/HP en Argentina equivale aproximadamente a 2100 US\$/HP en Estados Unidos, que es el valor del año 2009/2010 indicado en la Tabla 2.

Tabla 2. Costos medios de compresión en Estados Unidos (cifras publicadas en Oil&Gas sobre estaciones construidas en USA)

<b>Anexo 25. Costos medios de compresión en Estados Unidos de América</b>			
<b>Año [1]</b>	<b>Nueva capacidad instalada total (HP)</b>	<b>USD/HP (corrientes)</b>	<b>USD/HP (cifras a dic. 2009) [2]</b>
2009 - 2010	239.681	2.178	2.178
2008 - 2009	295.156	1.107	1.107
2007 - 2008	196.117	1.676	1.748
2006 - 2007	96.193	1.935	2.049
2005 - 2006	105.812	1.198	1.297
2003 - 2004	467.690	1.222	1.371
2002 - 2003	490.397	1.296	1.466

Fuentes: - Oil&Gas Journal (OGJ) Volumen 108, issue 41, November 1, 2010. "Natural gas pipelines continue growth despite lower earnings; oil profits grow"

- OGJ Vol. 107, issue 34, September 14, 2009. "Special Report: Pipeline profits, capacity expansion plans grow despite increased costs"

- OGJ Vol. 106, issue 33, September 1, 2008. "Natural gas pipeline profits surge; oil flat"

- OGJ Vol. 105, issue 33, September 3, 2007. "Special Report: US oil carriers' 2006 net incomes rebound; labor increases push up construction costs"

- OGJ Vol. 104, issue 34, September 11, 2006. "Special Report: US gas carriers' 2005 net income climb; construction costs plummet"

- OGJ Vol. 102, issue 32, August 23, 2004. "US construction plans slide; pipeline companies experience flat 2003, continue mergers"


- OGJ Vol. 101, issue 34, September 8, 2003. "US pipeline companies solidly profitable in 2002, scale back construction plans"

[1] Comprende el período julio 1 a junio 30 del siguiente año

[2] Las cifras se actualizan con el FPI serie ID: WFPSCF3200 definido en la Res. CREG 126 de 2010

NOTA: las cifras corresponden a promedio ponderado por cantidad de caballos instalados.

Por lo tanto para Argentina se puede considerar un valor medio para el costo unitario de estaciones de compresión de **2760 US\$/HP ± 210 US\$/HP**.

 <p>Comisión de Regulación de Energía y Gas</p> <p>SNC-LAVALIN Itansuca</p>	<p>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</p> <p>ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</p>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 21 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12


### 3. OPEX

#### 3.1. ANÁLISIS DE LA COMPOSICIÓN DE LOS OPEX

Para analizar la composición de los OPEX se consideró el caso de un gasoducto nuevo estudiado minuciosamente por el Ente Regulador, en Argentina, de 30 pulgadas de diámetro y 1470 km de extensión.

Se resumen a continuación los ítems y costos anuales de Administración, Comercialización y Operación y Mantenimiento. En este último caso los costos son variables con el aumento de las estaciones de compresión por lo cual existe una variación a lo largo de la vida del gasoducto según la evolución de la potencia de compresión que se indica en las planillas.


<b>GASTOS ANUALES ADM (MMU\$S)</b>				
	33,000	93,000	129,000	201,000
HP Instalados	33,000	93,000	129,000	201,000
Capacidad Tte (MMm3/d)	10	14	16	20
<b>GASTOS FIJOS</b>	<b>3.346</b>	<b>3.346</b>	<b>3.346</b>	<b>3.346</b>
Personal	1.621	1.621	1.621	1.621
Capacitación	0.085	0.085	0.085	0.085
Gastos de Empleo	0.012	0.012	0.012	0.012
Gastos de Estructura	0.320	0.320	0.320	0.320
Gastos en Viajes, Viaticos y Alojamientos	0.056	0.056	0.056	0.056
Acciones Institucionales	0.000	0.000	0.000	0.000
Tasas y Servidumbres	0.000	0.000	0.000	0.000
Gastos automotores livianos	0.000	0.000	0.000	0.000
Medioambiente, higiene y seguridad	0.000	0.000	0.000	0.000
Acción Comunitaria	0.000	0.000	0.000	0.000
Seguros	0.604	0.604	0.604	0.604
Servicios contratados	0.647	0.647	0.647	0.647
<b>GASTOS VARIABLES</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Mantenimiento de Instalaciones	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>3.346</b>	<b>3.346</b>	<b>3.346</b>	<b>3.346</b>

 <p>Comisión de Regulación de Energía y Gas</p> <p><b>SNC·LAVALIN</b> Itansuca</p>	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
	ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS	HOJA No 22 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12

GASTOS ANUALES COM (MMU\$S)				
	33,000	93,000	129,000	201,000
HP Instalados	33,000	93,000	129,000	201,000
Capacidad Tte (MMm3/d)	10	14	16	20
<b>GASTOS FIJOS</b>	<b>0.715</b>	<b>0.715</b>	<b>0.715</b>	<b>0.715</b>
Personal	0.564	0.564	0.564	0.564
Capacitación	0.040	0.040	0.040	0.040
Gastos de Empleo	0.006	0.006	0.006	0.006
Gastos de Estructura	0.042	0.042	0.042	0.042
Gastos en Viajes, Viáticos y Alojamientos	0.014	0.014	0.014	0.014
Acciones Institucionales	-	-	-	-
Tasas y Servidumbres	-	-	-	-
Gastos automotores livianos	0.010	0.010	0.010	0.010
Medioambiente, higiene y seguridad	-	-	-	-
Acción Comunitaria	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-
Servicios contratados	0.038	0.038	0.038	0.038
<b>GASTOS VARIABLES</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Mantenimiento de Instalaciones	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>0.715</b>	<b>0.715</b>	<b>0.715</b>	<b>0.715</b>

GASTOS ANUALES O&M (MMU\$S)				
AÑO	1	2	3	4 en adelante
HP Instalados	33,000	93,000	129,000	201,000
Capacidad Tte (MMm3/d)	10	14	16	20
<b>GASTOS FIJOS</b>	<b>20.524</b>	<b>22.862</b>	<b>24.314</b>	<b>27.115</b>
Personal	3.651	3.651	3.651	3.651
Capacitación	0.260	0.260	0.260	0.260
Gastos de Empleo	0.666	0.666	0.666	0.666
Gastos de Estructura	0.254	0.254	0.254	0.254
Gastos en Viajes, Viáticos y Alojamientos	0.075	0.075	0.075	0.075
Acciones Institucionales	-	-	-	-
Tasas y Servidumbres	0.425	0.425	0.425	0.425
Gastos automotores livianos	0.655	0.655	0.655	0.655
Medioambiente, higiene y seguridad	2.007	2.128	2.249	2.370
Acción Comunitaria	1.934	1.934	1.934	1.934
Seguros	1.934	2.418	2.680	3.224
Mantenimiento de P. Comp. y de Superficie	8.663	10.397	11.466	13.602
<b>GASTOS VARIABLES</b>	<b>0.153</b>	<b>0.208</b>	<b>0.247</b>	<b>3.430</b>
Mantenimiento de Instalaciones y Overhaul	0.153	0.208	0.247	3.430
Pasaje de Scraper (una vez cada 5 años)				
<b>TOTAL</b>	<b>20.676</b>	<b>23.071</b>	<b>24.561</b>	<b>30.545</b>

Para el caso analizado se obtuvo un OPEX total de 16.8 milesU\$S/km al inicio de las operaciones y 23.5 milesU\$S/km del año 4 en adelante como consecuencia de los

 <p>Comisión de Regulación de Energía y Gas</p> <p>SNC-LAVALIN Itansuca</p>	<p>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</p>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
		HOJA No 23 DE 24
	ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS	REV 2, 09-FEB-12

mayores costos de mantenimiento de los compresores y la consideración de los gastos de overhaul. Los costos totales se dividen en un 12% correspondiente a costos de Administración y Comercialización y un 88% a costos de O&M. Por su parte, los costos se reparten aproximadamente por partes iguales entre costos de materiales y mano de obra.

### 3.2. BENCHMARKING DE OPEX

Los OPEX suelen ser variables a lo largo de la historia del gasoducto como consecuencia de los mayores costos de mantenimiento a medida que se amplían las estaciones de compresión y a medida que se requieren mayores gastos para el acondicionamiento y reparación de las instalaciones. Las tablas siguientes corresponden a estudios de los costos de Administración, Comercialización y Operación y Mantenimiento realizados por el Ente Regulador en Argentina. La primera de las tablas resume la situación al inicio de las operaciones y la segunda a partir del año 5.


SITUACIÓN INICIAL										
GASODUCTO	Año	Longitud	Inversión total	Inversión total actualizada 2010	OPEX anual	OPEX anual actualizado 2010	OPEX anual unitario	Inversión total unitaria	OPEX/CAPEX	Comentarios
		km	MMU\$S	MMU\$S	MMU\$S	MMU\$S	milesU\$S/km	milesU\$S/km		
Norandino (Parte Argentina)	1999	475	235	477	4.87	8.92	18.8	494.7	3.8%	Cruce de los Andes
Atacama (Parte Argentina)	1999	530	238	483	2.58	4.72	8.9	449.1	2.0%	Cruce de los Andes
Gas del Pacífico (Parte Argentina)	1999	296	127	258	1.90	3.48	11.8	429.1	2.7%	Cruce de los Andes
GNEA	2005	1470	763	1298	14.26	24.26	16.5	519.0	3.2%	Proyecto

Para la situación inicial se obtiene un valor medio de OPEX de **13.1 milesU\$S/km**. El desvío estándar es de 5.1 milesU\$S/km.

Por su parte, la relación entre OPEX/CAPEX resulta igual al 2.8% con un desvío estándar de 0.9%. Es importante tener en cuenta que relación entre OPEX/CAPEX se debe usar con cuidado dado que mientras los CAPEX dependen del diámetro de la tubería no ocurre lo mismo con los OPEX, por lo que el índice resulta dependiente del diámetro.

A PARTIR DEL AÑO 5										
GASODUCTO	Año	Longitud	Inversión total	Inversión total actualizada 2010	OPEX anual	OPEX anual actualizado 2010	OPEX anual unitario	Inversión total unitaria	OPEX/CAPEX	Comentarios
		km	MMU\$S	MMU\$S	MMU\$S	MMU\$S	milesU\$S/km	milesU\$S/km		
Norandino (Parte Argentina)	1999	475	235	477	5.83	10.68	22.5	494.7	4.5%	Cruce de los Andes
Atacama (Parte Argentina)	1999	530	238	483	4.34	7.95	15.0	449.1	3.3%	Cruce de los Andes
Gas del Pacífico (Parte Argentina)	1999	296	127	258	4.90	8.97	30.3	429.1	7.1%	Cruce de los Andes
GNEA	2005	1470	763	1298	21.00	35.72	24.3	519.0	4.7%	Proyecto
TGN y TGS	2001	12455			108.80	204.20	16.4			Red de Gasoductos Existentes

Para gasoductos nuevos a partir de los 5 años se obtiene un valor medio de OPEX de **23 milesU\$S/km**, coincidente con el resultado del punto precedente. El desvío estándar es de 6.3 milesU\$S/km. Por su parte, la relación entre OPEX/CAPEX resulta igual al 4.9% con un desvío estándar de 1.6%.

	<b>SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN</b>	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010-A01
	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;">ANEXO I ANALISIS DE CAPEX-OPEX DE GASODUCTOS</div>	HOJA No 24 DE 24
		REV 2, 09-FEB-12

GASODUCTO	Año	Longitud	Inversión total	Inversión total acutalizada 2010	OPEX anual	OPEX anual actualizado 2010	OPEX anual unitario	Inversión total unitaria	OPEX/ CAPEX
		km	MMU\$S	MMU\$S	MMU\$S	MMU\$S	milesU\$S/km	milesU\$S/km	
Norandino (Parte Argentina)	1999	475	235	477	5.83	10.68	22.5	494.7	4.5%
Atacama (Parte Argentina)	1999	530	238	483	4.34	7.95	15.0	449.1	3.3%
Gas del Pacífico (Parte Argentina)	1999	296	127	258	4.90	8.97	30.3	429.1	7.1%
GNEA	2005	1470	763	1298	21.00	35.72	24.3	519.0	4.7%
TGN y TGS	2001	12455			108.80	204.20	16.4		

## 4. CONCLUSIONES

En función de los datos estadísticos y el análisis realizado se concluye que los valores medios y desvío estándar en Argentina serían los siguientes (los valores para Colombia dependerán de la relación entre los costos de mano de obra en ambos países y la incidencia de fletes y otros gastos de importación):

### 4.1. CAPEX

- Costos unitarios de gasoductos
  - Tramo de gasoducto en selva (18 pulgadas): **55.4 U\$S/ (m pulgada) ± 20 U\$S/ (m pulgada)**
  - Tramo de gasoducto en sierra (18 pulgadas): **44.6 U\$S/ (m pulgada) ± 15 U\$S/ (m pulgada)**
- Costos unitarios de compresión
  - Costos de materiales e instalación: **2760 U\$S/HP ± 210 U\$S/HP.**

### 4.2. OPEX

- **Costos unitarios al inicio de las operaciones**
  - Costo unitario anual **13.1 milesU\$S/km ± 5.1 milesU\$S/km**
  - Costo unitario anual **2.8%±0.9%** del costo de la inversión
- **Costos unitarios a partir del año 5**
  - Costo unitario anual **23 milesU\$S/km ± 6.3 milesU\$S/km**
  - Costo unitario anual **4.9%±1.6%** del costo de la inversión