

# Valoración catastral de inmuebles singulares: red de gasoductos en la provincia de Río Negro (Argentina)

**Juan Pedro Azcona**  
**David Guillermo Di Liscia**

*Agrimensores. División Valuaciones Especiales.  
Dirección Gral. de Catastro e Información Territorial.  
Provincia de Río Negro. Argentina*

La vigencia de la nueva legislación catastral y tributaria en la Provincia de Río Negro, República Argentina, marcada por las leyes 3.483 (Catastro Territorial) y 3.543 (modificatoria de la Ley 1.622 de Impuesto Inmobiliario) ha abierto para el Organismo Catastral una nueva línea de trabajo consistente en la registración y valoración de inmuebles asociados a aquellas instalaciones y demás mejoras fijas y permanentes empleadas en la explotación, transporte y distribución de hidrocarburos líquidos y gaseosos, en la generación, transformación, transmisión y distribución de energía eléctrica y en la prestación del servicio de telecomunicaciones.

Este tipo de inmuebles ocasionan a la administración catastral y tributaria dificultades importantes para su registración, valorización y consideración fiscal, dada la necesidad de particularizar su tratamiento y simultáneamente, en aras al principio de equidad que rige el sistema tributario, garantizar valuaciones homogéneas y coordinadas con el conjunto de los inmuebles.

Dado que compatibilizar particularización y coordinación suele resultar una tarea muchas veces contradictoria, el Organismo Catastral se ha visto en la necesidad de adoptar nuevas herramientas conceptuales y procedimentales que permitan aplicar adecuadamente a este tipo de inmuebles las normas y criterios que le son propios sobre la valuación y descripción del patrimonio inmobiliario.

Para enmarcar conceptualmente esta nueva línea de trabajo, la Dirección General de Catastro e Información Territorial (DGCeIT) define como inmueble especializado o de acceso singular, “aquellos inmuebles que debido a su naturaleza especializada tienen una utilidad restringida a usos o usuarios particulares y que rara vez se venden en el mercado, excepto como parte de la venta del negocio que lo ocupa, que ocupan con frecuencia territorio de varias jurisdicciones y que se destacan porque sus características constructivas no responden a estándares comúnmente utilizados, dado lo específico de los elementos de

que se componen y de los propios materiales empleados para su construcción, de acuerdo a las consideraciones efectuadas” (Resol. DGCeIT N° 020/04).

A partir de la definición anterior, se reconocen como ejemplos de este tipo de inmuebles las grandes infraestructuras del territorio que comprenden los sistemas generales de transporte, como las rutas y autopistas, también los centros de producción y distribución de servicios, como los de abastecimiento de agua, de la energía eléctrica, de la telefonía, etc., y las áreas de explotación y sistemas de almacenamiento, transporte, refinación y distribución de hidrocarburos, entre otros.

Precisamente las instalaciones y demás mejoras fijas y permanentes que conforman un sistema de transporte de gas natural constituyen inmuebles de accesión singular que han llevado al Organismo Catastral a adoptar criterios y desarrollar métodos que permitan determinar su valor catastral y que, a la vez, compatibilicen las particularidades de esta tipología inmobiliaria con la premisa de coordinación de valores entre los diferentes inmuebles del territorio provincial, consagrada en la legislación vigente.

## Valoración catastral de inmuebles singulares

La Ley de Catastro de Río Negro establece que serán objeto de valuación la tierra, las edificaciones y demás mejoras existentes en cada inmueble, entendiendo por mejora, toda manifestación humana susceptible de apreciación económica (artículo 69).

De esta ley se derivan dos premisas fundamentales a tener en cuenta para determinar el valor catastral de cualquier tipo de inmueble:

- Establece en su artículo 71 que “se determinarán, en todos los casos,

valores que garanticen equidad, homogeneidad y normalización, procurándose la objetividad del análisis de cada inmueble, con un procedimiento único y preestablecido para su tipo que produzca la mayor aproximación posible a los valores de mercado”. Está clara la dificultad primaria de dar cumplimiento a la obligación de tomar la referencia del valor de mercado (ratificado en el artículo 76 del mismo capítulo) para valorar este tipo de inmuebles, por cuanto es evidente la falta de transacciones de los mismos, excepto como parte del negocio que lo ocupa.

- El valor catastral tiene como característica su generalidad para todos los inmuebles de la Provincia, debiendo responder a un criterio de coordinación de valores, conforme a lo establecido en los artículos 68 y siguientes del Título II, Capítulo 1 ‘Disposiciones Generales’ de la Ley 3.483. Los criterios de generalidad y coordinación implican que dada la cantidad de inmuebles a valorar, se deban aplicar procedimientos de valoración masiva a partir de modelos o tipos de características definidas, que permiten la valoración automatizada en función de la información que consta en la base de datos catastrales. Tales procedimientos, de acuerdo a lo previsto por la ley en su artículo 71 ‘in fine’, constituirán “las normas técnicas y procedimentales para el avalúo de inmuebles”.

Entonces, en virtud de lo expresado, la dificultad a superar es el establecimiento de un modelo específico de valoración catastral que se ajuste a inmuebles que están fuera del mercado y para los que, en consecuencia, el valor de mercado no existe, manteniendo, a su vez, el criterio de coordinación de valores con respecto al universo de los inmuebles de la jurisdicción.

La entrada en vigencia de la Ley de Catastro (año 2000) y de la modificatoria de la ley del Impuesto Inmobiliario (año 2001), obligan al Organismo Catastral a llevar adelante la registración y valoración de este tipo de inmuebles sobre una base prácticamente inexistente, con información fraccionada, aislada y escasamente normalizada, puesto que, antes del proceso de desregulación y privatizaciones llevado a cabo durante la década del '90, gran número de ellos tenían la consideración de exentos de tributación por ser bienes del Estado.

### **Criterio y método de valoración**

Las características de este tipo de inmuebles no permiten que los procedimientos generales de valoración catastral sean viables de forma inmediata, por lo que se vuelve necesario recurrir a nuevas formas conceptuales y metodológicas que compatibilicen con el criterio de coordinación.

Por su parte, la diversidad de inmuebles de acceso singular, no permite generalizar el tratamiento y obliga al estudio de cada tipo, observando que para cada uno de ellos, su construcción comprende distintos tipos de elementos y fuera de los estándares usuales, por lo que su valoración exige conocimientos y un grado de especialización en cada caso que exceden la formación de los técnicos y profesionales valuadores, y funcionarios del Organismo Catastral.

Tanto el marco conceptual como el criterio general de valoración de inmuebles singulares adoptado por la Dirección General de Catastro e Información Territorial (DGCeIT) se basan en los siguientes antecedentes técnico-legales:

En primer término nos remitiremos a las Normas Internacionales de Valuación (Normas IVSC, 1994), las que en su Norma 2 –Bases de Valuación diversas del Valor de Mercado– define en el punto 3.3. al

“inmueble especializado, para fin especial o especialmente diseñado” como aquel “inmueble que debido a su naturaleza especializada, tiene una utilidad restringida a usos o usuarios particulares y que rara vez se vende en el mercado, excepto como parte de la venta del negocio que lo ocupa... Los ejemplos típicos incluyen refinerías de petróleo, estaciones de fuerza motriz, muelles, instalaciones industriales especializadas, infraestructura pública, iglesias, museos e inmuebles localizados en sitios geográficos particulares por razones de operación o negocio”.

Para este tipo de inmuebles dichas normas IVSC proponen, como más adecuado, el método de Costo de Reposición o Reproducción Depreciado (CRD). En su definición, desarrollada en el punto 3.8 (1), se distinguen los términos “reposición” y “reproducción” en base a los cuales se puede estimar el costo de un activo. Un costo de reproducción es una réplica fiel de la estructura existente, utilizando el mismo diseño y los mismos materiales de construcción. El costo de reposición visualiza la construcción de una estructura de comparable utilidad, empleando el diseño y materiales en uso corriente en el mercado de construcción actual.

En el ámbito catastral, específicamente, el Real Decreto Legislativo 1/2004 por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Catastro Inmobiliario de España, establece, en el punto 4 del artículo 6, que “los bienes

---

(1) “3.8. Costo de Reposición Depreciado (CRD). El de CRD es un método de valuación que se basa en una estimación del Valor Actual de Mercado para la tierra en su uso existente más los costos brutos de reposición (o reproducción) de las mejoras menos deducciones por deterioro físico y todas las formas pertinentes de obsolescencia y optimización. El resultado, que es un Valor no de Mercado, se conoce como estimación de Costo de Reposición Depreciado. Este resultado está sujeto a adecuada rentabilidad o potencial de servicio de la empresa”. Normas IVSC.

inmuebles se clasifican catastralmente en urbanos, rústicos y de características especiales”, definiendo a éstos últimos como “un conjunto complejo de uso especializado, integrado por suelo, edificios, instalaciones y obras de urbanización y mejora que, por su carácter unitario y por estar ligado de forma definitiva para su funcionamiento, se configura a efectos catastrales como un único bien inmueble” (punto 1, artículo 8). Finalmente, la citada norma legal encuadra estos bienes en cuatro grupos:

- a. los destinados a la producción de energía eléctrica y gas y al refino de petróleo, y las centrales nucleares;
- b. las presas, saltos de agua y embalses, incluido su lecho o vaso excepto las destinadas exclusivamente a riego;
- c. las autopistas, carreteras y túneles de peaje;
- d. los aeropuertos y puertos comerciales (punto 2, artículo 8) (2).

Por su parte la propia normativa de valoración catastral establece, en la Norma 12 del Real Decreto 1.020/1993, la determinación del costo actual o costo de reposición del inmueble, como el procedimiento de valoración que permite salvar la dificultad de dar cumplimiento a la obligación de tomar la referencia del valor de mercado, para este tipo de inmuebles, que se evidencia ante la falta de transacciones de los mismos.

Precisamente la Norma 12 indica la forma de calcular el valor de reposición al costo actual como “el resultado de sumar al costo de ejecución material, incluidos los beneficios de contrata, los honorarios pro-

fesionales y el importe de los tributos que gravan la construcción”.

Además, el citado RD 1.020/1993, en el artículo 3 y en la Norma 12, destaca la excepcionalidad de los inmuebles singulares al disponer la necesidad de que esos inmuebles “sean valorados de forma individualizada y específica en cada caso”.

En este sentido, la circular 23.04/91 recoge un conjunto de directrices y criterios para resolver la dificultad de determinar el valor catastral de inmuebles que están fuera del mercado normal, y por lo tanto para los que el valor de mercado al que se refiere la Ley no existe y pretende asimismo establecer un sistema específico de valoración con criterios de coordinación respecto al conjunto de inmuebles.

En base a los antecedentes citados y a la experiencia acumulada, la Dirección General de Catastro e Información Territorial (DGCeIT) de la Provincia de Río Negro definió, reglamentariamente, al inmueble especializado o de acceso singular (Resol. DGCeIT N° 020/04), recurriendo al método de Costo de Reposición o Reproducción Depreciado (CRD) como el procedimiento de valoración catastral.

## Sistemas de transporte de gas natural o gasoductos

### Generalidades

Un sistema de transmisión de gas natural comprende tuberías de alta presión que transportan gas entre puntos de abastecimiento y puntos de distribución a las áreas de consumo.

El gas distribuido en las áreas de consumo ingresan al sistema de distribución a presión más baja para ser distribuida a los consumidores finales. El gas también puede ser transportado para su almacenaje o bien para su conexión a otros sistemas de transmisión.

(2) La clasificación inmobiliaria y las definiciones que establece el RDL 1/2004 ya constaban en la Ley 48/2002 del Catastro Inmobiliario, la que, en su disposición final segunda, autoriza al Gobierno para refundir en el plazo máximo de 15 meses y en un solo texto las disposiciones vigentes reguladoras del Catastro Inmobiliario.

Los sistemas de transmisión o gasoductos consisten de secciones de tubería interconectados y frecuentemente incluyen estaciones compresoras ubicadas a intervalos conforme a las necesidades de variación de presión del flujo de gas a través de las tuberías.

Las características de las tuberías para la construcción de gasoductos (oleoductos, poliductos y acueductos en la industria petrolera) aparecen en las recomendaciones publicadas por el API (American Petroleum Institute), como también en los textos y publicaciones especializadas. Las tuberías disponibles son capaces de satisfacer todas las exigencias y la premisa, al seleccionar las mismas, se resume en la satisfacción de los requisitos de funcionamiento, con la mayor economía posible de diseño sin comprometer la eficacia de la instalación.

Recordemos que cuando se trata de la construcción de este tipo de instalaciones se está haciendo una obra para 15 o 25 años de servicio; su funcionamiento está atado a la vida productiva de los yacimientos que sirve.

Al fluir el gas por la red, se pierden energía y presión debido a la fricción que existe entre el gas y las paredes internas de la tubería y a la transferencia de calor que existe entre el gas y sus alrededores. Para sobrepasar esta pérdida de energía y mantener el gas en movimiento, se instalan estaciones compresoras en varios puntos de la red.

La distancia entre estaciones compresoras consecutivas puede ser desde 48 km a más de 241 km, dependiendo de las condiciones del flujo como así también de los requerimientos económicos y las condiciones del terreno por donde se desarrolla el sistema.

Las conducciones de gas natural se pueden clasificar, según su uso, en tres grandes grupos:

- red de transporte a alta presión, constituida por los gasoductos propiamente dichos operando a presiones del orden de los 40 a 80 Kg./cm<sup>2</sup> (incluso pueden llegar a los 100 Kg./cm<sup>2</sup>),

- redes de distribución industrial, constituidas por ramales, anillos o semianillos trabajando a presiones entre los 16 y 25 kg/cm<sup>2</sup>,
- redes de distribución doméstico-comercial, constituidas por extensas mallas en el interior de las ciudades que deben trabajar a presiones inferiores a los 10 kg/cm<sup>2</sup> con tendencia a operar con presiones por debajo de los 4 kg/cm<sup>2</sup>.

### **Costo de los gasoductos. Descripción y análisis de sus componentes.**

Los costos de los ductos instalados en tierra firme pueden expresarse para mayor conveniencia por pulgada y milla, pulgada y kilómetro o por centímetro y kilómetro. Los costos de construcción de ductos mayores son casi directamente proporcionales a su longitud.

Si se trata de ductos muy cortos, sucede a veces que los costos suben sensiblemente, puesto que en este caso todo el equipo habrá de ser movilizado y desmovilizado, aparte de que los costos de ingeniería y los gastos fijos también resultan mucho más altos. Como consecuencia, con los ductos muy cortos (de unos pocos kilómetros de extensión) sucede que los costos sobrepasan en mucho el promedio.

Sin embargo, los proyectos normales de mayor longitud acusan menos variación y los costos vienen a ser directamente proporcionales a la longitud.

Un aspecto a tener en cuenta es el costo de los materiales, los que pueden variar ampliamente, como sucede con el acero, cuyo mercado es sumamente variable, sufriendo alzas y bajas sensibles, a veces en el término de unos cuantos meses.

### **Costos de los gasoductos**

El costo de un gasoducto está constituido predominantemente de los siguientes

componentes: derecho de vía (ROW) y costos de agrimensura, costos de materiales, costos relativos a la instalación, y costos de ingeniería y gastos generales.

La mayor porción del total consiste en los costos de materiales e instalación. Cuando se estima el costo de un gasoducto, otro componente, costos de contingencia, debe ser considerado.

a. Costos de derecho de vía (right of way ROW)

Los costos de derecho de vía consisten en el pago de los derechos del suelo tomado y el pago de daños y perjuicios ocasionados inevitablemente por los trabajos realizados.

Los dos factores que más afectan el costo ROW son:

- densidad de población encontrada a lo largo de la traza del ducto. En general cuánto más alta sea la densidad poblacional, los costos ROW son más altos;
- factores ambientales a tener en cuenta a lo largo de la traza del ducto. El paso por áreas ambientalmente sensibles puede causar un incremento en la longitud del ducto, lo cual, a su turno, puede resultar en el agregado de gastos devenidos por el cruce de más inmuebles (parcelas).

b. Costos de materiales

Los costos de materiales incluyen a aquellos componentes como tuberías, revestimientos, válvulas y demás componentes sueltos. El costo de estos ítems se incrementan con el diámetro del ducto planificado. La tubería usualmente será el ítem más costoso y la misma es producida en un rango de diámetros discretos en diferentes materiales. El material principal que se emplea para la construcción de gasoductos de transporte es el acero al

carbono de alta resistencia debido a que puede soportar altas presiones. Su fabricación se basa en la norma norteamericana API 5L que define sus características. El espesor de la pared del ducto juega un rol importante en los costos de la tubería. Los factores que afectan el costo de los materiales son:

- la velocidad de flujo de diseño y la presión de operación máxima permisible (MAOP) del gasoducto;
- densidad de población encontrada a lo largo del trayecto propuesto, y
- disponibilidad de materiales.

La velocidad de flujo de diseño y la presión MAOP determinarán el diámetro del ducto y el tamaño de las válvulas y demás partes sueltas. Un cambio insignificante en la velocidad de flujo o en el MAOP pueden afectar sensiblemente el costo del gasoducto.

La densidad de población encontrada en el trayecto determina las clases de localización del gasoducto y por lo tanto, el factor de diseño, el cual tiene una relación directa con el espesor de la pared de la tubería y la resistencia lograda del acero. Tanto una como otra, a su turno, establecen el peso de la tubería y, en consecuencia, el costo.

La disponibilidad de material está relacionada al número de proyectos de ductos que se están llevando a cabo simultáneamente.

c. Costos de instalación

Los costos relacionados con la instalación dependen de varios factores, entre ellos se encuentran la densidad de población, las restricciones ambientales, las características del terreno, la época del año y la disponibilidad de contratistas y mano de obra.

- La mayor densidad de población implica obstáculos que incrementan

los costos de instalación en comparación con las áreas rurales;

- Las restricciones ambientales pueden aumentar los costos de los trabajos si el contratista debe trabajar sobre ROW con fuertes restricciones, cruce de ríos, restauración de terrenos, o bien con restricciones devenidas por sitios arqueológicos o históricos;
- El terreno juega un mayor rol en el costo de los trabajos cuando la construcción debe efectuarse en suelos rocosos en lugar de arenosos, boscoso en lugar de áreas abiertas, tierras húmedas en lugar de áridas, o zonas montañosas en lugar de terrenos nivelados;
- Si la construcción del ducto tiene lugar en primavera, verano, otoño o invierno tiene directa relación con los costos de los trabajos. En general, la construcción en primavera e invierno implica menores costos;
- La disponibilidad de contratistas y mano de obra puede afectar directamente las licitaciones de contratistas.

#### d. Costos de ingeniería

Los costos de ingeniería varían con la complejidad del proyecto del gasoducto. Los gastos generales usualmente los establece cada empresa en particular y se expresan como un porcentaje del costo total del proyecto.

Los costos de contingencia se los considera como un porcentaje del costo total estimado del proyecto.

El cuadro 1 muestra la participación porcentual promedio de cada ítem en el costo total de un gasoducto.

#### *Costo de estaciones compresoras*

Los costos de las estaciones compresoras son, por lo regular, directamente proporcionales al costo de su potencia, expresada ésta en términos de caballos de fuerza (HP).

En el cuadro 2 se detalla la distribución porcentual promedio del costo de una estación compresora.

Cuadro 1  
Gasoductos. Distribución Porcentual del Costo

Item	Proporción
Materiales	33,0%
Instalación	43,0%
Terreno y Derecho de Vía	6,0%
Otros (ingeniería, supervisión, administración, financiamiento y contingencia)	18,0%
<b>Costo Total</b>	<b>100,0%</b>

Cuadro 2  
Estaciones Compresoras. Distribución Porcentual del Costo

Item	Proporción
Equipo y materiales	52,4%
Mano de obra	17,4%
Terreno	1,7%
Misceláneas (ingeniería, supervisión, administración, financiamiento y contingencia)	28,5%
<b>Costo Total</b>	<b>100,0%</b>

**Parámetros técnicos y modelos de costos**

A continuación se presentan las expresiones necesarias para determinar una estimación de los costos asociados con decisiones de construcción o ampliación de la capacidad de transporte de gas natural. Estas expresiones representan el flujo de gas en ductos, la potencia de compresión y los diferentes modelos de funciones de costos de inversión y operación y mantenimiento de gasoductos y de estaciones de compresión sostenidos por distintos autores. Las funciones de costos presentadas son expresiones genéricas, cuyos coeficientes deben ajustarse a partir de la información de costos de una muestra representativa de proyectos y obras realizadas.

**Flujo de gas en gasoductos**

La ecuación de flujo de gas en estado estable está dada por la siguiente ecuación:

$$Q_{ij} = 433,5 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{T_0}{P_0} \cdot \left[ \frac{(P_i^2 - e^{S_{ij}} P_j^2)}{G \cdot T_{ij} Z_{ij} L_{cij}} \right]^{0,5} \cdot d_{ij}^{\frac{8}{3}}$$

donde:

- $Q_{ij}$  flujo de gas en el ducto ij; en MMPCD, a la temperatura y presión base  $T_0$  y  $P_0$ .
- $d_{ij}$  diámetro interior del ducto ij; en pulgadas
- $P_i$  presión en el extremo i; en psia. Se supone que  $\geq P_i^2 - e^{S_{ij}} P_j^2 \geq 0$
- $G$  gravedad específica del gas
- $T_{ij}$  temperatura promedio del gas en el ducto ij; en grados Rankin ( $^{\circ}R$ )
- $Z_{ij}$  factor promedio de compresibilidad del gas en el ducto ij; una aproximación está dada por  $1,4/P_0^{0,066}$  donde  $P$  es la presión media del ducto

$$S_{ij} = \frac{0,0375 \cdot G_{ij} \cdot X_{ij}}{T_{ij} \cdot Z_{ij}}$$

- $X_{ij}$  diferencia de elevación entre los extremos del ducto, en pies (es positivo si el extremo j es más alto que el extremo i)
- $L_{cij}$  longitud equivalente del ducto, en millas, donde

$$L_{cij} = \frac{l_{ij} \cdot (e^{S_{ij}} - 1)}{S_{ij}}$$

- $L_{ij}$  longitud del ducto, en millas.

**Potencia de compresión**

La potencia de compresión está dada por la siguiente expresión:

$$H = 3,03 \frac{P_b \cdot T_s \cdot k \cdot Z_c}{T_b \cdot E_m \cdot (k-1)} \cdot \left( r^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \cdot Q$$

donde:

- $H$  potencia de compresión, en caballos de fuerza (HP)
- $P_b$  presión base, en psia
- $T_s$  temperatura de succión, en  $^{\circ}R$
- $k$  razón de calores específicos  $c_p/c_v$  en las condiciones de la succión
- $r$  razón de compresión
- $T_b$  temperatura base, en  $^{\circ}R$
- $E_m$  eficiencia mecánica, en pu
- $Q$  flujo de gas comprimido, en MMPCD, a la temperatura y presión base
- $Z_c$  factor de compresibilidad  $Z_c=1,455/P_0^{0,074}$
- $P_0$  presión a la entrada del compresor, en psia.

**Costo de inversión de gasoductos**

Entre los componentes que integran el costo de capital de los gasoductos se encuentran, el costo de material que depende de la longitud, diámetro interior y grosor del ducto; los costos de ingeniería y prospección; el costo de fletes; el costo del tendido (desmante, excavación, tendido, solda-



do y relleno); el costo de accesorios (válvulas, pernos, arneses y soldadura); los costos de inspección y supervisión; los costos de pintura; y los costos de derechos de vía y daños a terceros durante la construcción.

Para Hernández, Nieva, De la Torre y Ceciliano (2003) la función de costo de reposición del gasoducto por unidad de longitud está dada por la siguiente expresión:

$$C_l(D, \tau) = A \cdot D^B \cdot \tau^C$$

donde:

- $C_l$  costo fijo, en USD por milla. Incluye derechos de vía, materiales, ingeniería, construcción y costos indirectos
- $D$  diámetro del ducto, en pulgadas
- $\tau$  grosor del ducto, en pulgadas.

Por su parte, Babu, Angira, Chakole y Mubeen incorporan a la función objetivo del algoritmo de optimización propuesto, un modelo por partes cuyo término correspondiente al costo de capital del gasoducto responde a la siguiente estructura:

$$\sum_{j=1}^m C_s \cdot L_j \cdot D_j$$

donde:

- $C_s$  costo anualizado de instalación de la tubería, en USD/(pulg)(km)(año);
- $L_j$  longitud del j-ésimo segmento de ducto, en km;
- $D_j$  diámetro exterior del j-ésimo segmento de ducto, en pulgadas.

Por otro lado, Siregar, Nababan, Saragih y otros (2000) sostienen que la función del costo de inversión de un gasoducto comprende los diferentes costos que se tienen a lo largo de su desarrollo. En este sentido, plantean que estos costos son de tres tipos:

1. el primer tipo de costo proviene de la adquisición de la tubería, el que depen-

de del tipo y la cantidad de material empleado en la fabricación de los tubos y, en consecuencia, es proporcional al cuadrado del diámetro;

2. el segundo tipo de costo está relacionado al 'over coating' de la tubería y este costo es proporcional al área de la tubería y, por lo tanto, a su diámetro;
3. el tercer tipo de costo lo constituyen los costos de los diferentes ítems que participan en la instalación de la tubería propiamente dicha, los que pueden considerarse fijos por km. o milla para cada proyecto en particular.

Finalmente, estos autores plantean de modo general el siguiente modelo cuadrático de función de costo de inversión en gasoductos:

$$C(D) = \sum_{(i,j) \in A} (k_G \cdot D_{ij}^2 + k'_G \cdot D_{ij} + k''_G) \cdot L_{ij}$$

donde  $L_{ij}$  y  $D_{ij}$  denotan la longitud y el diámetro exterior respectivamente de segmento de ducto entre los nodos  $i$  y  $j$ .

Por su parte la función objetivo planteada por Edgar y Himmelblau consiste en la suma de los costos de O&M por año y el costo de capital de los segmentos de ductos y compresoras prorrateado en un período de tiempo determinado. Así,

$$f = C_{O\&M} + \sum_{j=1}^m C_s \cdot L_j \cdot D_j$$

donde:

- $f$  función objetivo
- $C_{O\&M}$  costos de operación y mantenimiento
- $C_s$  costo de capital el ducto (USD/mile·inch·año)
- $L_j$  longitud del segmento del j-ésimo ducto
- $D_j$  diámetro del segmento del j-ésimo ducto.

Los autores Ian Boyd, Patrick Survey y Nicholas Radcliffe plantean el siguiente

modelo que establece al costo de la tubería para un material dado, por milla o kilómetro, como una función creciente del diámetro,

$$Cost = \sum_{j=1}^{N_{pip}} L_j \cdot c(D_j)$$

Entre los componentes que integran el costo de capital de los gasoductos se encuentran, el costo de material que depende de la longitud, diámetro interior y grosor del ducto; los costos de ingeniería y prospección; el costo de fletes; el costo del tendido (desmante, excavación, tendido, soldado y relleno); el costo de accesorios (válvulas, pernos, arneses y soldadura); los costos de inspección y supervisión; los costos de pintura; y los costos de derechos de vía y daños a terceros durante la construcción.

Para Hernández, Nieva, De la Torre y Ceciliano (2003) la función de costo de reposición del gasoducto por unidad de longitud está dada por la siguiente expresión:

$$C_1(D, \tau) = A \cdot D^B \cdot \tau^C$$

donde:

- $C_1$  costo fijo, en USD por milla. Incluye derechos de vía, materiales, ingeniería, construcción y costos indirectos
- $D$  diámetro del ducto, en pulgadas
- $\tau$  grosor del ducto, en pulgadas.

Por su parte, Babu, Angira, Chakole y Mubeen incorporan a la función objetivo del algoritmo de optimización propuesto, un modelo por partes cuyo término correspondiente al costo de capital del gasoducto responde a la siguiente estructura:

$$\sum_{j=1}^m C_S \cdot L_j \cdot D_j$$

donde:

- $C_S$  costo anualizado de instalación de la tubería, en USD/(pulg)(km)(año);
- $L_j$  longitud del j-ésimo segmento de ducto, en km;
- $D_j$  diámetro exterior del j-ésimo segmento de ducto, en pulgadas.

Por otro lado, Siregar, Nababan, Saragih y otros (2000) sostienen que la función del costo de inversión de un gasoducto comprende los diferentes costos que se tienen a lo largo de su desarrollo. En este sentido, plantean que estos costos son de tres tipos:

1. el primer tipo de costo proviene de la adquisición de la tubería, el que depende del tipo y la cantidad de material empleado en la fabricación de los tubos y, en consecuencia, es proporcional al cuadrado del diámetro;
2. el segundo tipo de costo está relacionado al 'over coating' de la tubería y este costo es proporcional al área de la tubería y, por lo tanto, a su diámetro;
3. el tercer tipo de costo lo constituyen los costos de los diferentes ítems que participan en la instalación de la tubería propiamente dicha, los que pueden considerarse fijos por km. o milla para cada proyecto en particular.

Finalmente, estos autores plantean de modo general el siguiente modelo cuadrático de función de costo de inversión:

$$C(D) = \sum_{(i,j) \in A} \left( k_G \cdot D_{ij}^2 + k'_G \cdot D_{ij} + k''_G \right) \cdot L_{ij}$$

donde  $L_{ij}$  y  $D_{ij}$  denotan la longitud y el diámetro exterior respectivamente de segmento de ducto entre los nodos  $i$  y  $j$ .

### Costos de operación y mantenimiento de gasoductos

Son costos fijos cuyo componente principal es el relativo al pago de mano

de obra y otros costos no relacionados con su nivel de operación. La mayoría de los autores coinciden en que el costo anualizado de O&M puede expresarse como un porcentaje del costo de inversión inicial del gasoducto. Este porcentaje, de acuerdo a la envergadura de la obra y a su nivel operativo, oscila entre el 1% y 3%.

En este mismo sentido, Hernández, Nieva y otros formalizan tal apreciación a través de la siguiente expresión general:

$$C_{O\&M}(D) = A \cdot D^B$$

donde:

$C_{O\&M}$  costo de operación y mantenimiento, en USD por milla-año  
 $D$  diámetro del ducto, en millas.

### **Costo de inversión en estaciones compresoras**

Los principales componentes que integran el costo de capital, es el costo de los motores y equipos de compresión, y el costo de construcción e instalación de la estación de compresión.

Según Hernández, Nieva y otros (2003) la función de costo de inversión de estaciones de compresión está dada por la siguiente expresión:

$$C_c(H) = A \cdot H^B$$

donde:

$C_c$  costo fijo, en USD  
 $H$  capacidad de compresión, en HP.

En tanto, Edgar y Himmelblau al incorporar el costo de capital en la función objetivo de su algoritmo de optimización para red de gasoductos plantean el costo de inversión como función lineal de la potencia instalada medida en HP.

Específicamente, plantean dos escenarios:

1. el costo de capital de las estaciones compresoras como función lineal de la potencia instalada;
2. el costo de capital de las estaciones compresoras como función lineal de la potencia más un costo fijo inicial.

### **Costos de operación y mantenimiento de estaciones compresoras**

Son costos variables relacionados directamente con el nivel de operación de las estaciones de compresión y está integrado principalmente por los costos de los combustibles. Al igual que en los gasoductos, la mayoría de los autores coinciden en que el costo anualizado de O&M de estaciones compresoras puede expresarse como un porcentaje del costo de inversión inicial. Hernández, Nieva y plantean que la función de costo de operación y mantenimiento de las estaciones de compresión está dada por la siguiente expresión:

$$C_{C_{O\&M}}(H) = A \cdot H^B$$

donde:

$C_{C_{O\&M}}$  costo anual de operación y mantenimiento de la estación compresora, en USD  
 $H$  capacidad de compresión, en HP.

## **Valoración catastral de sistemas de transporte de gas o gasoductos**

### **Configuración del sistema para la formulación del modelo valuatorio**

A partir de fines de la década del 60, con el primer trabajo atribuido a Wong y Larson (1968), se inició el desarrollo de algoritmos de optimización para redes de transporte de

gas natural, que procurando un diseño eficiente y económico, tienen en cuenta numerosos elementos y parámetros que directa o indirectamente, inciden en los costos de capital y de operación y mantenimiento.

Tal desarrollo ha devenido en el planteo y utilización de diversos modelos de representación que responden a diferentes tipos de configuraciones.

Los aportes de Edgar y Himmelblau simplificaron el problema de optimización al demostrar que varios de los factores involucrados en el diseño podían ser despejados. Ellos optimizaron las siguientes variables: (i) el numero de estaciones compresoras, (ii) la longitud de los segmentos del ducto entre estaciones compresoras, (iii) los diámetros de los segmentos del ducto y (iv) las presiones de succión y descarga de cada estación compresora.

Consideraron la minimización del costo total de operación anual incluyendo el costo de capital en su función objetivo conjuntamente con los mencionados parámetros a ser optimizados.

En base a los trabajos de Edgar y Himmelblau se ha adoptado la siguiente configuración para una red de transporte de gas natural. Todo gasoducto se supone constituido por nodos que representan los centros de suministro o de demanda, los puntos de interconexión de varios ductos, y los puntos en donde cambia la dirección, la inclinación, el diámetro o el espesor de los ductos. Cada estación compresora es representada por un nodo.

Los arcos representan las tuberías de la red de gas que interconectan a los nodos definidos.

En principio se reconocen dos tipos de nodos: (i) significativos y (ii) no significativos.

Los nodos significativos son aquellos que delimitan arcos que presentan diferencias en, al menos, uno de sus parámetros valuatorios. A su vez, los nodos significativos pueden ser valuatorios y no valuatorios. Los primeros son aquellos que constituyen o representan especies valiables distintas a

la representada por los arcos, por caso las estaciones compresoras.

Por su parte los nodos no significativos delimitan arcos cuyos parámetros valuatorios se mantienen constantes. Son ejemplos de nodos no significativos aquellos puntos donde sólo cambia la dirección o inclinación de la tubería.

A los fines de la valoración catastral se considerarán dos tipos básicos de entidades de una red de transporte de gas natural: los arcos de tubería para un diámetro determinado y los nodos correspondientes a estaciones compresoras.

A partir de ello, el MVC de la red de gasoductos se nutre de dos componentes: un modelo para los arcos de tubería y otro para las estaciones compresoras, basados en la determinación de sus respectivos costos de reproducción.

## **MVC Tubería**

Con el objeto de la determinación del MVC para los arcos de tubería de gasoductos se procedió a la recopilación de datos correspondientes a obras realizadas, en construcción y proyectos de diferentes regiones del mundo. Los datos incluyen información de 330 combinaciones diferentes de longitudes y diámetros exteriores. Los datos de diámetros exteriores varían entre 2 y 56 pulgadas, y las longitudes van desde 800 metros hasta 13.563,9 kilómetros.

Específicamente el análisis de regresión simple que se detalla a continuación se realizó mediante el software de aplicación STAT-GRAPHICS Plus, considerando al diámetro exterior como variable independiente (X) y al costo unitario (M USD por kilómetro) como la variable dependiente (Z/Y).

Dado que a partir del gráfico de dispersión se observa una violación a la suposición de homocedasticidad de varianzas, se probaron distintas alternativas de transformación para las variables y se decidió tomar

el logaritmo natural por resultar la más apropiada para este caso.

Los resultados de la regresión se muestran en las siguientes tablas adjuntas:

Regression Analysis - Linear model: $Y = a + b \cdot X$					
Dependent variable: $\log(Z/Y)$					
Independent variable: $\log(X)$					
Parameter	Estimate	Standard Error	T Statistic	P-Value	
Intercept	-4,29678	0,0556537	-77,2057	0,0000	
Slope	1,11649	0,0182152	61,2941	0,0000	
Analysis of Variance					
Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
Model	211,158	1	211,158	3756,96	0,0000
Residual	18,435	328	0,0562044		
Total (Corr.)	229,593	329			
Correlation Coefficient = 0,959013			Standard Error of Est. = 0,237075		
R-squared = 91,9706 percent			Mean absolute error = 0,195874		
R-squared (adjusted for d.f.) = 91,9461 percent			Durbin-Watson statistic = 1,97301 (p= 0,4034)		

La ecuación del modelo ajustado es:

$$\log(Z/Y) = -4,29678 + 1,11649 \cdot \log(X)$$

Dado que el p-valor en la tabla ANOVA es menor que 0,01, tenemos una relación altamente significativa entre  $\log(X)$  y  $\log(Z/Y)$ . El estadístico  $R^2$  ajustado indica que el modelo explica en un 91,95% la

variabilidad de  $\log(Z/Y)$ . El test de Durbin-Watson nos dice que no existen problemas de autocorrelación de los residuales. El error estándar de la regresión muestra que el desvío típico de los residuales es 0,237075; el error estándar de la regresión puede ser usado para construir intervalos de predicción de nuevas observaciones.

Unusual Residuals					
Row	X	Y	Predicted Y	Residual	Studentized Residual
11	1,38629	-3,29584	-2,749	-0,546835	-2,34
34	1,94591	-2,61558	-2,1242	-0,491386	-2,09
45	2,07944	-2,45316	-1,97511	-0,478045	-2,03
53	2,07944	-2,52462	-1,97511	-0,54951	-2,34
83	2,48491	-2,0149	-1,52242	-0,492486	-2,09
115	2,83321	-1,646	-1,13354	-0,512465	-2,18
164	3,17805	-1,2235	-0,748528	-0,474972	-2,02
174	3,17805	-1,24588	-0,748528	-0,497355	-2,11
250	3,52636	-0,836248	-0,359648	-0,4766	-2,02

El cálculo de los residuales Studentizados y el análisis de los gráficos correspondientes permite identificar 9 observaciones cuyos residuales son mayores que 2,0 (en valor

absoluto); como resultan ser bastante inferiores a 3,0 y luego de que las observaciones en cuestión fueran revisadas, se decidió no eliminarlas por no considerarlas outliers.

Unusual Residuals

Row	X	Y	Predicted Y	Studentized Residual	Leverage
1	0,693147	-3,4012	-3,52289	0,52	0,0336376
2	0,693147	-3,4012	-3,52289	0,52	0,0336376
3	0,693147	-3,46574	-3,52289	0,24	0,0336376
4	0,693147	-3,52997	-3,52289	-0,03	0,0336376
5	1,09861	-2,99573	-3,07019	0,32	0,0237076
6	1,09861	-2,77259	-3,07019	1,27	0,0237076
7	1,25276	-2,70805	-2,89809	0,81	0,0204417
8	1,335	-2,58776	-2,80627	0,93	0,0188141

Average leverage of single data point = 0,00606061

El estudio de datos influyentes basado en el test de leverage (3) detectó 8 observaciones cuyos valores son más de 3 veces que el del leverage promedio, pudiendo observarse que 4 de ellas presentan valores de más de 5 veces el valor de referencia. El hecho que los datos influyentes corresponden a los primeros ocho, y principalmente los cuatro iniciales (log[2]) es atribuido, inicialmente, a la transformación logarítmica de la variable discreta X.

Este análisis se complementa con el estudio de los residuales a partir del gráfico pertinente. En el gráfico de los residuales no se advierten problemas de heterocedasticidad, ni falta de independencia. Tampoco se observan desviaciones sistemáticas a partir del gráfico de los residuales versus los valores predichos para la variable dependiente log(Z/Y).

Finalmente, y luego de retransformar las variables, el MVC para las tuberías de gasoductos responde a la siguiente expresión:

$$VUB(D) = 13.612,32 \cdot D^{1,11649}$$

$$V(D, L) = VUB(D) \cdot L$$

donde:

- VUB(D) valor unitario básico del arco de tubería de gasoducto, expresado en USD/km;
- D diámetro exterior del arco de tubería, expresado en pulgadas;
- V(D,L) valor total del arco de tubería, expresado en USD;
- L longitud del arco de tubería, expresado en kilómetros.

El cuadro 3 muestra los valores pronosticados para VUB(D) utilizando el MVC. Además de las predicciones puntuales, se tienen:

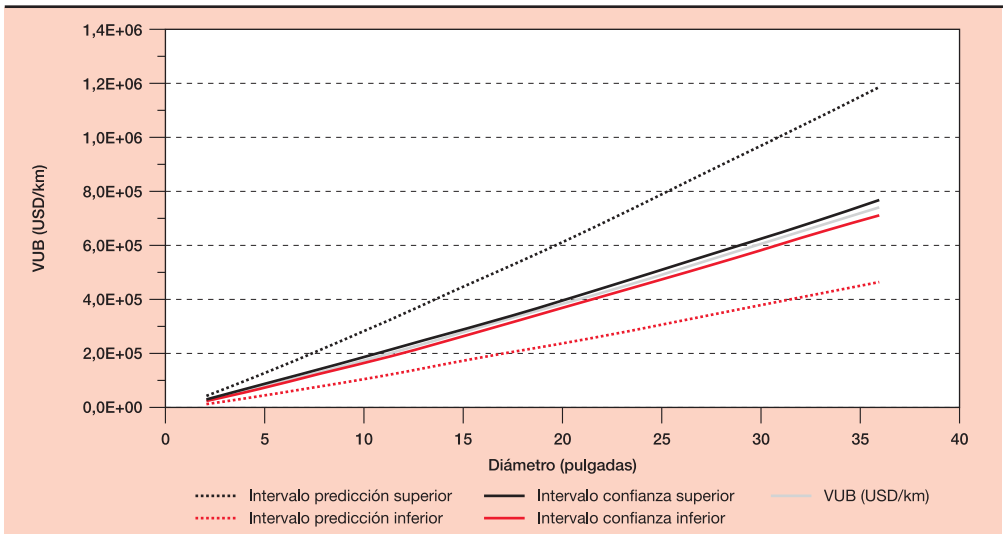
1. intervalos de predicción al 95% para nuevas observaciones;
2. intervalos de confianza al 95% para el promedio de observaciones.

(3) El test de leverage mide la influencia de cada observación en la determinación de los coeficientes del modelo.

**Cuadro 3**  
 Valor unitario básico de tubería de gasoducto. Simulación del modelo valuatorio catastral

D	log(D)	log(VUB)	Intervalo Predicción		Intervalo Confianza		VUB USD/Km	Intervalo Predicción		Intervalo Confianza	
			Inferior	Superior	Inferior	Superior		Inferior	Superior	Inferior	Superior
2	0,6931	-3,5229	-3,9971	-3,0487	-3,6084	-3,4374	29.514	18.370	47.419	27.094	32.150
4	1,3863	-2,7490	-3,2195	-2,2785	-2,8113	-2,6867	63.992	39.974	102.440	60.127	68.105
8	2,0794	-1,9751	-2,4433	-1,5069	-2,0161	-1,9342	138.746	86.875	221.587	133.178	144.547
10	2,3026	-1,7260	-2,1937	-1,2583	-1,7611	-1,6909	177.999	111.507	284.142	171.861	184.355
12	2,4849	-1,5224	-1,9898	-1,0550	-1,5534	-1,4914	218.183	136.719	348.189	211.523	225.055
16	2,7726	-1,2012	-1,6684	-0,7341	-1,2279	-1,1746	300.827	188.556	479.945	292.919	308.946
20	2,9957	-0,9521	-1,4192	-0,4850	-0,9778	-0,9264	385.935	241.915	615.697	376.146	395.989
24	3,1781	-0,7485	-1,2157	-0,2814	-0,7753	-0,7218	473.062	296.511	754.739	460.584	485.879
30	3,4012	-0,4994	-0,9667	-0,0321	-0,5294	-0,4694	606.900	380.324	968.458	588.986	625.359
36	3,5835	-0,2958	-0,7634	0,1718	-0,3296	-0,2620	743.912	466.063	1.187.406	719.191	769.484

**Figura 1**  
 VUB Tubería de Gasoducto. Estimación por Intervalos



**MVC Estaciones Compresoras**

Con el objeto de la determinación del MVC para las estaciones compresoras se procedió a la recopilación de datos correspondientes a obras realizadas, en construc-

ción y proyectos de diferentes regiones del mundo. Los datos corresponden a 76 diferentes antecedentes; con capacidades de compresión desde 1.650 a 75.700 HP.

El análisis de regresión simple que se detalla a continuación se realizó median-

te el software de aplicación STATGRAP-HICS Plus, considerando a la capacidad o potencia instalada de compresión, medida en miles de HP, como variable independiente (X) y al costo total de la planta, en M USD, como la variable dependiente (Y).

Atento a que no se verifica el supuesto de homocedasticidad de varianzas, se decidió tomar el logaritmo natural como la alternativa de transformación para las variables más apropiada para este caso.

Los resultados de la regresión se muestran en las siguientes tablas adjuntas:

Regression Analysis - Linear model: $Y = a + b \cdot X$					
Dependent variable: $\log(Z/Y)$					
Independent variable: $\log(X)$					
Parameter	Estimate	Standard Error	T Statistic	P-Value	
Intercept	0,0263851	0,071433	0,369368	0,7129	
Slope	1,0363	0,0257544	40,2378	0,0000	
Analysis of Variance					
Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
Model	70,7356	1	70,7356	1619,08	0,0000
Residual	3,23298	74	0,0436889		
Total (Corr.)	73,9886	75			
Correlation Coefficient = 0,977902			Standard Error of Est. = 0,209019		
R-squared = 95,6293 percent			Mean absolute error = 0,17833		
R-squared (adjusted for d.f.) = 95,5702 percent					

La ecuación del modelo ajustado es:

$$\log(Y) = 0,0263851 + 1,0363 \cdot \log(X)$$

Dado que el p-valor en la tabla ANOVA es menor que 0,01, tenemos una relación altamente significativa  $\log(X)$  entre y  $\log(Y)$ . El estadístico ajustado indica que el modelo explica en un 95,57% la variabilidad de  $\log(Y)$ . El error estándar de la regresión muestra que el desvío típico de los residuales es 0,209019.

El cálculo de los residuales Studentizados y el análisis de los gráficos correspondientes permiten establecer la inexistencia de observaciones extremas o outliers. Por su parte, el estudio de datos influyentes basado en el test de leverage no detecta este tipo de datos.

En el gráfico de los residuales para la variable explicativa del modelo no se advierten problemas de heterocedasticidad, ni falta de independencia. Tampoco se observan desviaciones sistemáticas a partir del gráfico de los residuales versus los valores predichos para la variable dependiente  $\log(Y)$ .

Luego de retransformar las variables, el MVC para las estaciones compresoras responde a la siguiente expresión:

$$V(H) = 799,02 \cdot H^{1,0363}$$

donde:

V(H) valor total de la estación compresora, expresado en USD;

H capacidad o potencia instalada de compresión, expresada en HP.



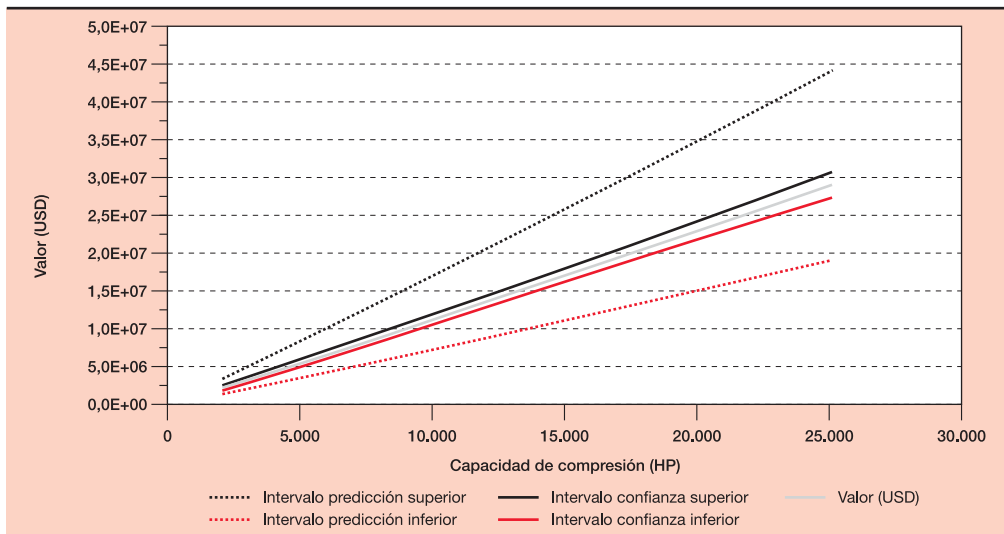
El cuadro 4 muestra los valores pronosticados para  $V(H)$  utilizando el MVC. Además de las predicciones puntuales, se tienen:

1. intervalos de predicción del 95% para nuevas observaciones;
2. intervalos de confianza del 95% para el promedio de observaciones.

Cuadro 4  
Valor de estaciones compresoras. Simulación del modelo valuatorio catastral

H	$\log(H_0)$	$\log(V_0)$	Intervalo Predicción		Intervalo Confianza		V(USD)	Intervalo Predicción		Intervalo Confianza	
			Inferior	Superior	Inferior	Superior		Inferior	Superior		
2.000	0,6931	0,7643	0,3252	1,2035	0,6278	0,9009	2.147.546	1.384.288	3.331.624	1.873.462	2.461.729
3.000	1,0986	1,1820	0,7494	1,6146	1,0682	1,2958	3.260.889	2.115.705	5.025.877	2.910.137	3.653.881
5.000	1,6094	1,7082	1,2819	2,1345	1,6214	1,7950	5.519.018	3.603.444	8.452.819	5.060.119	6.019.475
7.500	2,0149	2,1259	1,7030	2,5488	2,0578	2,1939	8.380.185	5.490.284	12.791.105	7.828.728	8.970.487
10.000	2,3026	2,4222	2,0009	2,8436	2,3646	2,4799	11.270.740	7.395.487	17.176.634	10.639.250	11.939.712
12.500	2,5257	2,6521	2,2314	3,0727	2,5997	2,7044	14.183.368	9.313.174	21.600.360	13.460.238	14.945.197
15.000	2,7081	2,8399	2,4195	3,2603	2,7895	2,8902	17.113.712	11.240.013	26.056.832	16.273.044	17.997.629
17.500	2,8622	2,9987	2,5782	3,4191	2,9481	3,0493	20.058.841	13.173.932	30.541.915	19.068.924	21.099.936
20.000	2,9957	3,1362	2,7156	3,5569	3,0840	3,1884	23.016.699	15.113.524	35.052.607	21.845.610	24.250.325
25.000	3,2189	3,3661	2,9448	3,7874	3,3086	3,4236	28.964.762	19.006.290	44.141.042	27.347.087	30.678.129

Figura 2  
Valor de Estaciones Compresoras. Estimación por Intervalos



## Depreciación

El problema de calcular la evolución del valor se complica conceptualmente cuando en vez de intuir una fórmula o de imaginarla, procuramos deducirla en forma tal que ella englobe la actualización de los factores que puedan incidir en esa desvalorización, y si utilizamos para ello los parámetros relevantes del bien, y los diversos conocimientos técnicos que hoy están disponibles.

Lo normal es que con el uso y con el pasaje del tiempo disminuya el valor de un bien. Esto es así porque a lo largo de sus respectivas vidas útiles, los bienes se ven sometidos a la acción de dos procesos independientes pero inexorables: el deterioro físico y la obsolescencia.

El deterioro físico puede ser definido a estos efectos como la inferioridad operativa del bien con relación a un bien idéntico, pero nuevo y sin uso, o con relación a la aptitud operativa que el tenía cuando era nuevo.

La obsolescencia, en cambio, consiste en la inferioridad operativa que se detecta en un bien idéntico, pero sin uso, con relación al mejor equipo disponible hoy en plaza para realizar las tareas que hoy es necesario efectuar.

El deterioro físico es un hecho real que se advierte en los bienes pero que, lamentablemente, no es fácil medir sus consecuencias económicas porque si bien resulta posible obtener datos acerca del incremento del costo del servicio, es difícil obtener datos que permitan reconstruir y cuantificar históricamente el deterioro experimentado en la calidad del servicio.

Por este motivo es que la ley de evolución del valor económico del deterioro físico no ha sido cuantificada técnicamente para casi ninguna categoría de bienes.

En el caso de la obsolescencia, en cambio, se dan circunstancias distintas; debemos distinguir la obsolescencia técnica de la funcional.

Por un lado las mejoras de eficiencia en fabricación o comercialización, eficiencias de escala, el desarrollo de nuevos materiales y técnicas de diseño que se van dando poco a poco permite la aparición de nuevos bienes con características tales que le permiten cumplir de mejor manera o de forma más económica, las tareas del bien en cuestión. Esto genera la obsolescencia técnica del bien a valorar.

Pero puede ocurrir además, cambios en los requerimientos de la tarea o de los servicios que se le exige al bien porque el mercado puede tener ahora otro nivel de exigencias, las reglamentaciones gubernamentales acerca de seguridad laboral o impacto ambiental pueden haber cambiado; el tamaño y capacidad del bien pueden no ser las indicadas para el actual volumen de la demanda, entre otras cosas. Toda esta sucesión de fenómenos hace que poco a poco, el bien deje de ser el más apto para cubrir los servicios requeridos y se dé lo que llamamos el proceso de obsolescencia funcional.

Si bien el fenómeno de acumulación de obsolescencia técnica no es uniforme se sabe que cada día que transcurre en la vida útil del bien, en función de los servicios que presta o a los que ha sido destinado, el riesgo de obsolescencia técnica crecerá con un ritmo propio y proporcional al tiempo transcurrido.

La hipótesis más prudente o adecuada que conviene utilizar para prever el ritmo de acumulación de la obsolescencia técnica futura es considerarla como una función lineal del tiempo: la generan hechos que pueden ocurrir al azar, en cualquier momento, pero que exhiben una probabilidad de ocurrencia que aumenta linealmente en el tiempo.

La obsolescencia funcional no es un proceso que pueda ocurrir a saltos: cada día que pasa, los supuestos que gobernaron la selección del bien se vuelven cada vez menos apropiados cuanto mayor sea la dinámica que exhiban los cambios que

ocurrir en el mercado. La obsolescencia funcional es un proceso que avanza a un ritmo que podríamos caracterizar como casi uniforme en el tiempo; de allí que la predicción más prudente que puede ser hecha, desde el punto de vista técnico, es considerarla como una función uniforme y lineal en el tiempo.

Todo lo dicho tiene consecuencias muy importantes; porque es posible percibir que en la vida moderna, la vida económicamente útil de los bienes de capital no termina, generalmente, cuando se produce el colapso físico del bien, sino que ocurre mucho antes puesto que en el proceso del aumento de la inferioridad operativa interviene con más fuerza (y predominio) la obsolescencia técnica o funcional que el proceso de deterioro físico.

Esta situación se da claramente en los inmuebles singulares, en general, y en los gasoductos, en particular, donde se puede apreciar que la evolución tecnológica hace que el período de vida útil de los mismos no se mantenga constante sino que, por el contrario, con frecuencia se ve aumentado considerablemente, y la depreciación inicialmente estimada por la edad deja de ser válida. Además, la vida útil de los gasoductos no sólo depende de su naturaleza constructiva sino que en la misma intervienen factores exógenos tales como la vida útil de los yacimientos que sirve y la viabilidad económica de la instalación ante cambios acentuados en el mercado.

Si al problema de la depreciación de los inmuebles singulares le agregamos las limitaciones propias de la administración pública y las premisas de generalidad, objetividad, homogeneidad y simplicidad que rigen todo proceso de valoración catastral, tal problema adquiere una dimensión que amerita el desarrollo de una línea de investigación propia. Esta conclusión llevó a la Dirección General de Catastro a adoptar la decisión de poner en vigencia los modelos valuatorios descritos al 33% (4), con carácter provisorio,

hasta que tales modelos se completen incluyendo el mecanismo de depreciación respectivo.

## Red de Gasoductos de la Provincia de Río Negro

La Provincia de Río Negro, ubicada en la región norte de la Patagonia Argentina, pertenece a la Cuenca Neuquina, la que encierra el mayor volumen de reservas. El territorio provincial es atravesado de oeste a este, en la zona norte próxima al límite con la provincia de La Pampa, por el Gasoducto NEUBA II. Dicho gasoducto tiene una capacidad nominal del sistema de transporte de 28,7 millones de metros cúbicos diarios y su diámetro exterior es de 36 pulgadas.

El gasoducto cuenta con dos plantas compresoras en el territorio provincial: Cervantes (25.200 HP) y Belisle (26.800 HP).

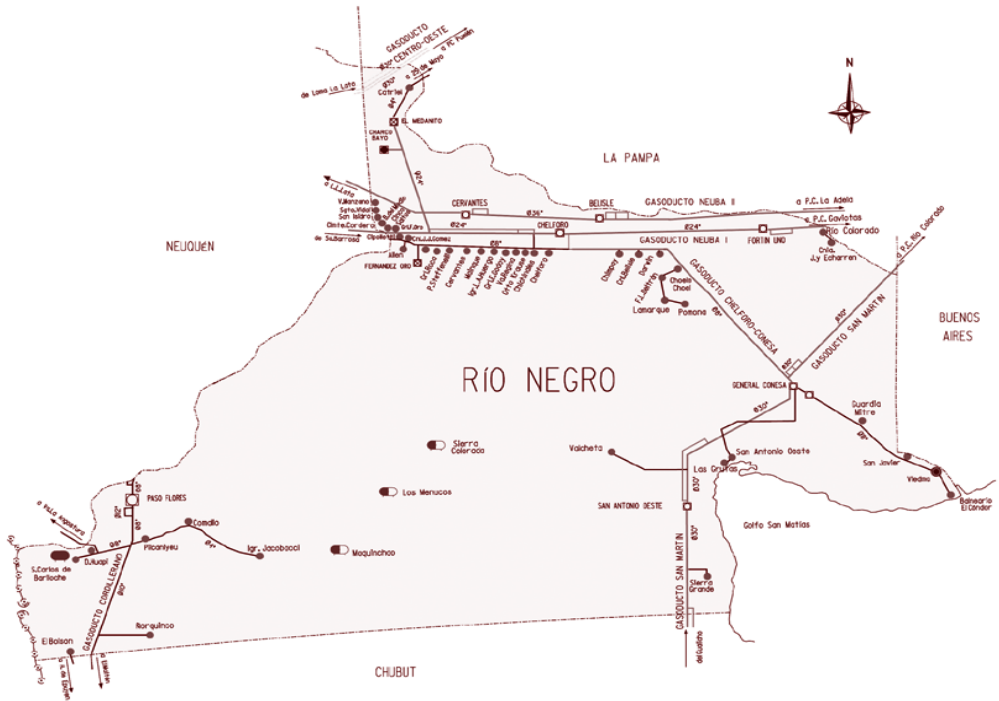
Paralelo al gasoducto NEUBA II, se desarrolla el Gasoducto NEUBA I. Dicho gasoducto tiene una capacidad de 13,5 millones de m<sup>3</sup>/día y su diámetro exterior es de 24 pulgadas. El gasoducto cuenta con tres plantas compresoras en la provincia: Chelforó (15.200 HP), Fortín Uno (13.480 HP) y Gaviotas (14.270 HP). Se integra a este gasoducto, el gasoducto paralelo El Medanito–Allen (24 pulgadas), el que cuenta con una planta de tratamiento en Charco–Bayo.

También paralelo en parte a la costa atlántica, en el sector este del territorio provincial, se destaca el Gasoducto General San Martín que atraviesa la provincia desde

---

(4) Tal porcentaje se definió teniendo en cuenta la relación Peso-USD vigente. En otras palabras, mientras el tipo de cambio de referencia vendedor del Banco de la Nación Argentina ronda 3 pesos por cada dólar, se tomó la relación '1 Peso = 1 USD'.

Figura 3  
Red de Gasoductos de la Provincia de Río Negro. Argentina



La Provincia de Río Negro está surcada por aprox. 2.600 kilómetros de tubería correspondientes a tres gasoductos troncales y a los principales ramales de distribución.  
Fuente: Secretaría de Obras Públicas.

la planta compresora Bajo del Gualicho (Pcia. Chubut) hasta la planta compresora Río Colorado (Pcia. Buenos Aires). Este gasoducto tiene una capacidad nominal de 61,7 millones de m<sup>3</sup>/día y su diámetro exterior es de 30 pulgadas. El gasoducto mencionado cuenta en el territorio provincial con dos plantas compresoras: San Antonio Oeste (21.900 HP) y General Conesa (18.000 HP). Complementan el sistema de este gasoducto troncal los gasoductos regionales: Valcheta, San Antonio Oeste-Gral. Conesa-Bahía Blanca. Al nodo Gral. Conesa llega un gasoducto que parte de la planta compresora Plaza Huincul (Pcia. Neuquén). Este gasoducto troncal (8 pulgadas) además se conecta al gasoducto

regional Gral. Conesa-Viedma (8 pulgadas) y troncal a Sierra Grande. El primero de ellos cuenta con una planta compresora en cercanías de Gral. Conesa (1.200 HP). También ingresa al territorio rionegrino un gasoducto regional que, partiendo de Rawson (Pcia. Chubut), se interconecta en San Antonio Oeste.

También ingresa a la provincia desde Collón Cura, el Gasoducto Cordillerano (10 pulgadas) que en la localidad de Pilcaniyeu abre dos ramales: uno con dirección a San Carlos de Bariloche (8 pulgadas) y otro con destino a Ingeniero Jacobacci (4 pulgadas). El gasoducto Cordillerano cuenta en el territorio provincial con la planta compresora Paso Flores (1.200 HP).

## Impacto en el Impuesto Inmobiliario

La red de gasoductos de la provincia de Río Negro cuenta con aproximadamente 2.600 kilómetros de tubería y de 9 estaciones compresoras cuya potencia instalada total asciende a 137.250 HP. A continuación en el cuadro 5 se brinda un detalle de

los mismos con el agregado de una estimación de valores globales.

Tales cantidades permiten medir el impacto que la incorporación de los sistemas de transporte de gas natural tiene sobre el Impuesto Inmobiliario, estimándose en alrededor de 7,1 millones de pesos (1,98 millones de euros), lo que representa alrededor del 14% del monto anual facturado por dicho impuesto.

Cuadro 5  
Provincia de Río Negro. Red de Gasoductos

Diámetro (pulgadas)	Longitud (km)	VUB(D) (Pesos/km)	V(D,L) (Pesos)
4	142	63.992,06	9.086.872,91
8	846	138.746,84	117.379.823,60
10	146	178.000,88	25.988.128,52
12	12	218.186,17	2.618.234,04
24	583	473.068,68	27.579.904,24
30	492	606.908,56	298.599.009,30
36	379	743.923,59	281.947.039,70
<b>Total</b>	<b>2.600</b>		<b>763.199.012,32</b>

Cuadro 6  
Provincia de Río Negro. Estaciones Compresoras

E.C.	Potencia (HP)	V(H) (Pesos)
Cervantes	25.200	29.089.016,00
Beliste	26.800	31.005.142,89
Chelforo	15.200	17.226.702,76
Fortín Uno	13.480	15.210.913,11
Gaviotas	14.270	16.135.677,81
San Antonio Oeste	21.900	25.151.268,08
General Conesa 1	18.000	20.525.632,42
Paso Flores	1.200	1.240.261,25
General Conesa 2	1.200	1.240.261,25
<b>Total</b>	<b>137.250</b>	<b>156.824.875,58</b>

## Conclusiones

En primer lugar se puede afirmar que el modelo valuatorio obtenido constituye un aporte para salvar el vacío en cuanto a criterios y métodos de valoración catastral de este tipo de instalaciones singulares.

Los modelos obtenidos, coherentes con la finalidad de establecer un procedimiento único de valoración para cada tipo de inmueble, se basan en la aplicación de parámetros muy simples deducidos de la información que obra en el Organismo Catastral.

Tal característica, evidenciada en la forma matemática general  $y = \alpha \cdot x^\beta$  con  $\alpha, \beta > 0$ , tiene una doble implicancia: una conceptual y otra de carácter procedimental.

La primera destaca la importancia de llegar a establecer escalas de valores que aseguren una base de equidad y justicia tributaria por sobre la precisión en la determinación del valor de los inmuebles.

En cuanto a la segunda, el procedimiento descrito soluciona el problema que para todo organismo catastral en Argentina representa la dificultad de acceder a información técnica más específica, dada la renuencia a colaborar por parte de las empresas del sector y a la escasa coordinación entre entidades gubernamentales de distinto nivel o jurisdicción, a la vez que debe agregarse el hecho que los catastros, en general, no cuentan con personal especializado en este tipo de instalaciones, capaz de llevar adelante las tareas que supone una metodología más compleja.

No se han hecho referencias concretas a la valoración del suelo, puesto que la mayor dificultad se encuentra en la valoración de las accesiones singulares y, dado que el sistema de transporte se configura como un único bien inmueble, los modelos valuatorios se definieron en virtud del tratamiento del conjunto del inmueble, donde el suelo es un elemento de valor cuantificado a través del costo de derecho de vía, el que, como hemos visto, es uno de los componentes del costo de capital del gasoducto.

Finalmente, los aportes aquí expresados pretenden contribuir a una línea de investigación y desarrollo necesario, en pos de dar una respuesta satisfactoria a la necesidad de efectuar valoraciones catastrales actualizadas de estos inmuebles en base a procedimientos simples, minimizando el nivel de incertidumbre en aras de una mayor seguridad jurídica.

## Bibliografía

AN S., LI Q. y GEDRA T. (2003): *Natural gas and electricity optimal power flow*. Oklahoma State University. Oklahoma. U.S.A.

AZCONA J. (2001): *Bases para la registración y valoración de inmuebles singulares*. El Agrimensor Chubutense N° 7. Publicación técnica digital del Consejo Profesional de Ingeniería, Arquitectura y Agrimensura de la Provincia de Chubut. Argentina, pp. 8–21.  
<http://www.collegiochubut.org.ar/agrimensores/>

AZCONA J. (2002): *Acerca de la industria del petróleo y el gas. Cuaderno N° 5. Transporte y distribución de hidrocarburos, Planificación de un sistema de transmisión de gas natural. Estudios de impacto ambiental y de riesgos en ductos*. <http://www.monografias.com>

BABU B., RAKESH A., PALLAVI C. y SYED M. (2003). *Optimal design of gas transmission network using differential evolution*. Department of Chemical Engineering. Birla Institute of Technology & Science. Rajasthan. India.

BARBERRI E. (1985): *El pozo ilustrado. Cap. VIII. Transporte*. Ediciones Lagoven. Venezuela, pp. 346–371.

BOYD I., SURRY P. y RADCLIFFE N. (1994): *Constrained gas network pipe sizing with genetic algorithms*. Technical Report EPCC-TR94-11. Edimburgo. Escocia, pp. 1-7.

CLEVELAND T. y MILINUSIC M. (2000): *Pipeline optimization by computer simulation*. Presented at The International Pipeline Conference 2000. Nueva York. U.S.A.

HERNÁNDEZ J., NIEVA R., DE LA TORRE E. y CECILIANO S. (2003): *Modelo de planeación de gasoductos, componente de la planeación integrada de los sistemas eléctricos y de gas natural*. Ponencia presentada en la Reunión de Verano del IEEE México. Acapulco.

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y EL GAS (2000): *El Abecé del petróleo y el gas*. Ediciones IAPG. Buenos Aires. Argentina.

LEY N° 1622. Impuesto Inmobiliario. Provincia de Río Negro. Argentina.

LEY N° 3483. Promulgada por Decreto N° 1884/2000. Provincia de Río Negro. Argentina.

LEY N° 3543. Promulgada por el Decreto N° 348/2001. Publicada Boletín Oficial de la Provincia de Río Negro N° 3931. Argentina.

MOLINA I. (2000): *La valoración catastral de los inmuebles singulares*. Revista CT/MEH Catastro N° 40. Madrid. España, pp. 65–77.

NORMAS INTERNACIONALES DE VALUACIÓN (1994): *International Valuation Standard* Communitte. Traducción autorizada al castellano de Julio E. Torres Coto. Asociación Nacional de Institutos Mexicanos de Valuación. Instituto Argentino de Tasaciones. Buenos Aires. Argentina.

REAL DECRETO LEGISLATIVO 1/2004, de 5 de marzo. Aprobación del texto refundido de la ley de Catastro Inmobiliario. España.

RESOLUCIÓN N° 020/2004. Dirección General de Catastro e Información Territorial. Provincia de Río Negro. Argentina.

SARAVIA J. (1994): *Valuación de activos fijos y revalúos técnicos*. Estudio de Ingeniería Saravia. Buenos Aires. Argentina, pp. 58-63.

SIREGAR S., NABABAN S., SARAGIH R., NURAINI N., BOESTANI A., MUBASSIRAN y CHAERANI D. (2000): *The importance of gas pipeline network optimization*. Proceedings of the Sixth AESEAP Triennial Conference. Kuta, Bali, Indonesia.

SIREGAR S., SIREGAR D., SOENONO E., PUTRA S. y BUDICAKRAYANA Y. (2004): *Cost minimization modelo of gas transmisión line for pipeline network*. Proceedings Institute Technology Bandung. Journal ITB Vol. 35 Bno I. Indonesia. ■

