

Análisis de costos unitarios de material en la construcción de ductos
de transporte de gas natural.
Benchkmarking entre México y Estados Unidos.

Adriana Merino Sánchez

2007

Índice general

| | |
|---|-----------|
| 1. Introducción | 2 |
| 1.1. La industria del transporte de gas natural | 2 |
| 1.2. Los datos disponibles | 4 |
| 1.3. Las herramientas estadísticas | 4 |
| 1.4. Otros resultados | 5 |
| 1.5. Estructura de la tesina | 5 |
| 2. Análisis inicial de los datos | 6 |
| 2.1. Arreglos | 6 |
| 2.2. Análisis exploratorio de las variables | 8 |
| 2.2.1. Variables continuas | 9 |
| 2.2.2. Variable discreta | 9 |
| 2.3. Eliminación de observaciones aberrantes | 9 |
| A. Distritos PADD | 14 |

Capítulo 1

Introducción

1.1. La industria del transporte de gas natural

El transporte de gas natural a través de ductos es una actividad económica con costos de capital altos en relación con el tamaño del mercado que busca satisfacer. Por otra parte, los costos variables necesarios para el correcto funcionamiento del sistema de transporte son muy bajos en comparación con los costos fijos ya mencionados. El costo medio de la prestación de este servicio se obtiene dividiendo los costos totales, costos fijos más costos variables, entre el número de unidades de gas transportadas¹. Sin embargo, la estructura de costos descrita hace que los costos totales permanezcan prácticamente sin cambios ante incrementos del número de unidades de gas transportadas, por lo que los costos medios de largo plazo tienden rápidamente a cero²; es decir, se presentan economías de escala. Bajo estas condiciones, una única empresa podría ofrecer los servicios de transporte de gas natural a una tarifa más baja que la que ofrecerían dos empresas que se encontrasen compitiendo por el mismo mercado. Por todo esto, los incentivos económicos para la competencia en el transporte de gas natural a través de ductos son nulos, por lo que esta actividad constituye de manera natural un monopolio.

Adicionalmente, la competencia en este sector también resulta socialmente ineficiente debido a que genera la presencia de infraestructura redundante (como lo serían ductos paralelos que conectarán los mismos puntos de entrega y recepción de gas) y cuyo costo no es recuperable en ningún grado significativo.

Pese a que la presencia de un único oferente del servicio de transporte de gas natural resulta eficiente desde los puntos de vista económico y social, tiene el inconveniente de dejar al posible usuario del servicio cautivo de las condiciones que la única empresa en el mercado quiera ofrecerle; el hecho de que dicha empresa pueda ofrecer el servicio a tarifas menores que las que se darían en situación de competencia no implica que efectivamente vaya a hacerlo. Por ello es relevante la intervención del Estado, para asegurar que la sociedad en su conjunto obtenga todos los beneficios

¹Usualmente gigacalorías o millones de BTU (*British Thermal Unit*).

²Pese a que nadie espera que los límites teóricos se alcancen en la realidad, queremos hacer notar que la cantidad de gas que una empresa puede transportar está de antemano limitada por la capacidad del ducto que ésta construya.

del esquema de monopolio natural de esta industria.

La manera más común en que el Estado interviene es asignando a las empresas de transporte de gas natural nichos de mercado en los que les otorga exclusividad absoluta por determinado número de años. Durante ese periodo, el Estado determina la tarifa que las empresas deban cobrar por sus servicios como la menor que permita a éstas recuperar sus inversiones, cubrir sus costos de operación y mantenimiento y obtener un rendimiento razonable sobre su capital.

Sin embargo, al momento de ejercer esta regulación el Estado se encuentra en desventaja frente a la empresa ya que ésta es en todo momento su principal fuente de información y tiene incentivos para aparentar que los costos en que incurre, y en consecuencia las tarifas que debe cobrar, son mayores a los efectivamente realizados. A este fenómeno se le conoce como asimetría de información y el Estado debe crear herramientas que le permitan reducirla y discernir si la información que recibe por parte de las empresas es adecuada o no.

En México, el transporte de gas natural a través de ductos se abrió a la participación del sector privado a partir de la reforma hecha en 1995 a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, en materia de Petróleo. La obligación de regular esta actividad en nuestro país recae en la Comisión Reguladora de Energía (CRE), órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía. Para la CRE sería de gran utilidad contar con análisis formales que le ayuden a tomar decisiones sobre la calidad de la información que le presentan las empresas del sector.

Considerando que se tienen disponibles datos sobre costos de construcción de ductos de transporte de gas natural ubicados en Estados Unidos aprobados por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), es posible realizar un análisis conocido como *benchmarking internacional*, que consiste en comparar estadísticamente los costos de una empresa de transporte de gas natural nacional con costos de empresas extranjeras de características similares. Con un análisis de este tipo, la Comisión podría colocar los costos de construcción de nuevos ductos de transporte en un marco de referencia que le indique que tan razonables resultan respecto a proyectos de características semejantes.

Sin embargo, debemos destacar que esta herramienta sólo tiene alcances comparativos y que por sí sola no es suficiente para la toma de decisiones. Aunque la CRE puede apoyarse en ella, es probable que existan otros elementos sobre los que se deba reflexionar conforme se analiza cada proyecto. Desde el punto de vista económico pueden tomarse en cuenta las variaciones repentinas del tipo de cambio entre el peso y el dólar o movimientos importantes en los precios de los principales materiales de construcción que sean relevantes por su cercanía en el tiempo. Por otro lado, también pueden considerarse las características del terreno por el que deba pasar el ducto que se planea debido a que los diversos accidentes geográficos pueden significar severas diferencias entre un proyecto y otro. Con todo esto, la CRE decidirá cuáles son los ajustes pertinentes a cada conjunto de información referente a costos de construcción de ductos que le presenten las empresas de transporte de gas natural, con la certeza de partir de una base metodológica con un respaldo estadístico robusto.

1.2. Los datos disponibles

Los datos con los que se cuentan forman parte del *Pipeline Economics Report*, informe editado en el tercer trimestre de cada año por el *Oil & Gas Journal*, publicación líder del sector energía en Norte América. En ella se refieren, entre otras cosas, los costos de proyectos de construcción en tierra firme de ductos de gas natural aprobados por la FERC entre el 1 de julio de un año y el 30 de junio del año siguiente. En particular, contamos con la información recabada entre 1980 y 2004.

Estos datos son de gran relevancia por diversas razones:

1. Los costos de construcción de ductos en los que incurre una empresa de transporte de gas natural son el elemento que mayor peso tiene en la tarifa asignadas a los servicios de la empresa.
2. Como Estados Unidos ha regulado su mercado de transporte de gas natural desde hace casi 80 años³ se espera que los datos proporcionados por la FERC tengan poca de la variabilidad esperada en mercados jóvenes o de reciente apertura a la regulación.
3. Por la transparencia de sus procesos y la robustez de las metodologías que emplea, amén de su larga tradición en la industria, se considera que la FERC ataca de manera más eficaz el problema de la asimetría de información. Por ende, se estima también que los costos que dicho organismo aprueba son más cercanos a aquellos que las empresas efectivamente realizan que los aprobados por otros organismos reguladores.
4. Por otra parte, la FERC tiene también un alto prestigio en cuanto al acopio y manejo de la información generada por la industria del transporte de gas natural, por lo que no se espera que los datos con los que contamos tengan errores u omisiones significativos.

1.3. Las herramientas estadísticas

La técnica de regresión lineal examina la relación que hay entre una única variable y un conjunto de variables de las cuales depende. En nuestro caso, los costos de construcción de un ducto de gas natural están subordinados a cualidades como su diámetro o su longitud.

Esta técnica genera una línea que resume el comportamiento de la variable dependiente con base en los niveles que presenten el resto de las variables. Así, a partir de las características físicas de algún ducto de transporte de gas natural puede estimarse el nivel de costos de construcción que sería consecuente con los datos analizados. Es por este poder de estimación que consideramos que la regresión lineal es la herramienta adecuada para comparar estadísticamente los costos de construcción de un ducto de gas natural nacional con los costos de proyectos ubicados en Estados Unidos con los que contamos. Nos permitirá contrastar el *es* con el *debe ser*.

³La Ley del Gas Natural de 1938 otorgó a la Federal Power Commission (FPC) el poder de regular las ventas y el transporte de gas natural en aquel país. La FPC es el organismo que antecede directamente a la FERC.

Además, la regresión lineal proporciona también un intervalo alrededor de cada estimación de la variable dependiente en el que ésta es razonable aún. Esta es una característica deseable ya que le daría a la CRE un margen dentro del cuál podría manejarse con holgura.

Debido a que creemos empíricamente que los costos de material son los de mayor importancia en este tipo de proyectos, hemos decidido hacer un único análisis de regresión que tenga a este costo en particular como la variable que dependa de los factores no económicos del proyecto. Para conocer los niveles del resto de los costos involucrados, haremos simplemente una estimación de las proporciones de cada uno de ellos en los costos totales.

Asimismo, trabajaremos con costos unitarios para contar con una medida homogénea para todos los proyectos que no tenga correlaciones innecesarias con el resto de las variables.

1.4. Otros resultados

Aunque nuestro objetivo principal es determinar si los costos de un proyecto de construcción de ducto de transporte de gas natural son razonables, este mismo análisis también nos permitirá confirmar algunos comportamiento dictados por la intuición económica:

- Por economías de escala, los costos unitarios de los proyectos de mayor longitud serían más bajos que aquellos proyectos de longitud menor.
- Los costos unitarios de los ductos tenderían a ser mayores conforme su diámetro fuera en aumento.
- Los costos unitarios de los proyectos podrían disminuir marginalmente en el tiempo debido a la posible introducción de mejoras tecnológicas.

1.5. Estructura de la tesina

Tentativamente:

- Teoría de regresión lineal. Principalmente, lo que se refiere a matrices singulares.
- Análisis exploratorio de los datos
- Ajuste del modelo.
- Extrapolación para algunos casos particulares.

Capítulo 2

Análisis inicial de los datos

En este capítulo explicaremos primero el origen de los datos que tenemos disponibles y la selección que sobre ellos se hizo. Después haremos una breve exploración de las variables continuas y categóricas de la base de datos para finalmente realizar un análisis de componentes principales que detecte las observaciones extremas que deban eliminarse del análisis.

2.1. Arreglos

El *Oil & Gas Journal* (OGJ), editado por primera vez en 1902, es una de las publicaciones acerca de la industria del petróleo y el gas natural más leídas en el mundo. Cada semana, la revista ofrece noticias y análisis sobre los sucesos más relevantes del sector a nivel internacional, muestra los últimos avances tecnológicos y de ingeniería y compila estadísticas importantes sobre diversas actividades del mercado. Dentro de esta última categoría, el informe anual llamado *Pipeline Economics Report* contiene importantes indicadores físicos, económicos y financieros sobre la red de ductos de transporte de gas natural que actualmente existe en Estados Unidos así como sobre los proyectos de ampliación de la misma. Este reporte se genera con base en información pública de que la FERC dispone y tiene dos fuentes principales:

1. Reportes anuales hechos por empresas reguladas de transporte de petróleo y gas natural y entregados a la FERC durante el año calendario previo.
2. Presentaciones periódicas de información que deben hacer las empresas reguladas que en cualquier momento del año hayan solicitado a la FERC la aprobación de un plan de expansión de sus sistemas de transporte. El OGJ mantiene un registro de las solicitudes hechas durante cada periodo de 12 meses que concluye el 30 de junio de cada año.

Estas presentaciones periódicas son el origen de la llamada *U.S. Pipeline Costs Survey, Onshore Pipeline*, compilación que tenemos disponible para todos los años comprendidos entre 1980 y 2004.

Para cada proyecto contamos con la información siguiente:

- Año de solicitud.

- Diámetro del ducto (en pulgadas).
- Estado o estados en los que se ubica.
- Tipo de proyecto (normal, lateral, de reemplazo, paralelo, que atraviesa un cuerpo de agua o de almacenamiento).
- Longitud del ducto(en millas).
- Costos totales de construcción (expresados en dólares corrientes) divididos en:
 - Material.
 - Mano de obra.
 - Costos misceláneos¹.
 - Daños y derechos de vía.
- Costos unitarios totales (en dólares corrientes por milla).

Cabe destacar que no todos los proyectos que se proponen ante la FERC son aprobados y que no todos los proyectos aprobados llegan a ser realmente construidos. Sin embargo, aquellos que sí son llevados a término deben reportar a la FERC cuáles fueron los costos de construcción efectivamente realizados y compararlos con aquellos que estimaron y reportaron originalmente.

Aunque sabemos que las empresas reguladas tienen incentivos para inflar sus costos, es muy probable que controlen ese impulso sabiendo que la aprobación de su proyecto de construcción depende de ello. En vista de que, una vez construido el ducto, la FERC tomará los costos realizados y no los costos estimados como base para determinar la tarifa del servicio de transporte, las empresas no perderán ninguna ganancia y tratarán de hacer una estimación justa de sus costos o por lo menos no aumentarlos de manera significativa.

Tenemos casi dos mil registros de proyectos de construcción ubicados tanto en Estados Unidos como en Canadá que fueron solicitados a lo largo de 25 años. Los ductos planeados tienen diámetros entre 2 y 48 pulgadas y su extensión va de los cientos a las fracciones de milla. Sobre esta base de datos original se hicieron una serie de consideraciones.

Los proyectos de construcción están clasificados en un conjunto de categorías dentro de las cuales solo conservamos las primeras dos.

- Normal
- Lateral
- De reemplazo
- Construcción paralela

¹Generalmente incluye levantamientos, ingeniería, supervisión, intereses, administración, gastos generales, gastos contingentes, asignación de fondos usados durante la construcción (AFUDC) y cuotas pagaderas a la FERC.

- Que cruza un cuerpo de agua (un río o un canal, por ejemplo)
- De almacenamiento

En la categoría Normal están los proyectos de construcción de ductos nuevos, que son justamente sobre los que deseamos hacer el análisis de *benchmarking*. Incluimos también los proyectos de tipo Lateral porque tienen características tanto de expansión como de construcción de un ducto nuevo. Los proyectos De reemplazo y Construcción paralela no fueron considerados porque tienen costos de construcción que subestiman los de un ducto nuevo debido a que aprovechan inversiones realizadas con anterioridad como adquisición de derechos de vía o preparación del terreno. Como los ductos que atraviesan cuerpos de agua necesitan inversiones más costosas, sobreestiman los costos de construcción de un ducto típico, así que tampoco se les tomó en cuenta. Por su parte, los proyectos de almacenamiento fueron eliminados debido a que únicamente añaden estaciones o unidades de compresión a un ducto ya existente sin hacer modificaciones al mismo, por lo que sus costos de construcción tampoco son equiparables a los de los ductos nuevos.

Para contar con costos comparables entre proyectos y manejar variables con rangos medianamente semejantes, se reescribieron los costos de la base original. Primero se convirtieron a costos unitarios dividiéndolos entre la longitud del ducto proyectado. Luego se indexaron a enero de 2005 mediante un índice de precios al productor de EE.UU. específico, el *Oil and gas field machinery and equipment mfg.* Finalmente, se les expresó en millones de dólares con una precisión de 4 decimales.

Utilizando la ubicación de los proyectos de la base fue posible situarlos dentro de alguno de los cinco Distritos de Administración del Petróleo para la Defensa², zonificación que se usa dentro del sector energético para fines de recolección y clasificación de datos. Preferimos esto a la ubicación por estado porque estadísticamente es deseable que las variables discretas tengan un número reducido de categorías.

Como sabemos que sería difícil extrapolar las características del terreno de estos distritos a las condiciones geográficas existentes en cualquier otro país haremos nuestro análisis prescindiendo de ésta variable. Sin embargo, en la parte final examinaremos cuál es el cambio medio que experimentan los costos obtenidos a través del análisis de regresión de acuerdo al distrito en el que se encuentren. Para facilitar esto, eliminamos los proyectos que pasaran por más de una región o se ubicaran en Canadá.

Así, de los 1,834 registros con que cuenta la base original, conservamos únicamente 998.

Con todo lo anterior, haremos el análisis de regresión lineal para la variable dependiente **costos unitarios de material (material)** con base en las variables explicativas **año, diámetro y longitud**.

2.2. Análisis exploratorio de las variables

En esta sección solo examinaremos las variables de manera aislada debido a que el análisis de la relación que guardan entre ellas es el objetivo fundamental de la regresión lineal y será desarrollado

²Ver Apéndice A

extensamente en el capítulo correspondiente.

2.2.1. Variables continuas

Las variables continuas de nuestra base de datos son **material**, **longitud** y **año**. Sus estadísticas básicas, son las siguientes:

| Variabes | Unidad | Mínimo | Máximo | Media | Mediana | Desv. Est. |
|----------|---------------------|--------|--------|--------|---------|------------|
| Material | millones de dólares | 0.0016 | 29.57 | 0.3151 | 0.2247 | 0.9813 |
| Longitud | millas | 0.05 | 1,427 | 46.51 | 14.16 | 109.6471 |
| Año | " | 1980 | 2004 | 1992 | 1991 | 6.0667 |

Observamos que el máximo de la variable **material** y la variable **longitud** está muy por encima de su media, al tiempo que ésta difiere de su mediana. Sólo la variable **año** luce simétrica y de rango moderado.

2.2.2. Variable discreta

La única variable discreta de nuestra base de datos es **diámetro**. Tiene 19 categorías ordinales que cubren un rango de 2 hasta 48 pulgadas. En principio el número de categorías es demasiado grande para hacer un análisis adecuado. Además, en la primera gráfica de la figura 2.2.2 observamos que varias de estas categorías cuentan con muy pocas observaciones, por lo que la inferencia dentro de dichas categorías sería débil. Para corregir esto planteamos una agrupación de categorías adyacentes de la siguiente manera.

- I. Ductos de 2 a 10 pulgadas. Agrega 6 categorías con un total de 171 registros.
- II. Ductos de 12 a 18 pulgadas. Agrega 4 categorías con un total de 171 registros.
- III. Ductos de 20 a 24 pulgadas. Agrega 3 categorías con un total de 276 registros.
- IV. Ductos de 26 a 30 pulgadas. Agrega 2 categorías con un total de 178 registros.
- V. Ductos de 34 a 48 pulgadas. Agrega 4 categorías con un total de 187 registros.

2.3. Eliminación de observaciones aberrantes

Calcularemos los componentes principales de las variables disponibles para detectar observaciones aberrantes en la base de datos, primero con las variables explicativas y después añadiendo la variable dependiente.

Utilizando la matriz de correlaciones de las variables explicativas encontramos que el 76 % de la varianza total se explica con los primeros 2 componentes que presentan una desviación estandar similar.

Importancia de los componentes con la matriz de correlaciones:

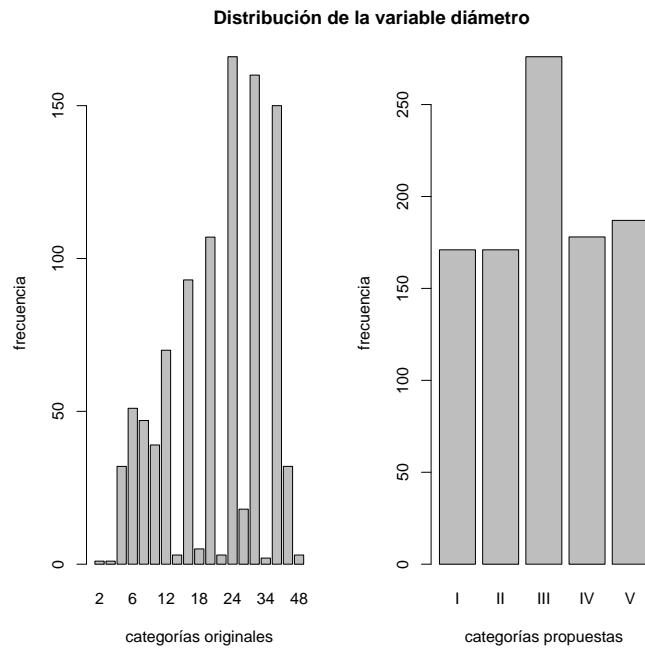


Figura 2.1: Redistribución de la variable diámetro

| | Componente 1 | Componente 2 | Componente 3 |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Desviación estándar | 1.1075 | 1.0255 | 0.8495 |
| Proporción de la varianza | 0.4089 | 0.3506 | 0.2406 |
| Proporción acumulada | 0.4089 | 0.7594 | 1.0000 |

En cambio, utilizando la matriz de covarianzas de las mismas variables tenemos que el primer componente explica más del 99% de la varianza total y su desviación estándar es mucho mayor que la del componente siguiente.

Importancia de los componentes con la matriz de covarianzas:

| | Componente 1 | Componente 2 | Componente 3 |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Desviación estándar | 109.5968 | 6.0979 | 4.2346 |
| Proporción de la varianza | 0.9954 | 0.0031 | 0.0015 |
| Proporción acumulada | 0.9954 | 0.9985 | 1.0000 |

En ambos casos se distinguen 4 puntos aislados en la dirección de la variable **longitud**: los marcados como 701, 756, 810 y 974. (Ver figura 2.3)

Si añadimos la variable **material** encontramos resultado similares. Cuando se considera la matriz de correlaciones la varianza explicada por los primeros dos componentes baja a poco menos del 60% pero sus desviaciones estándar siguen siendo comparables.

Importancia de los componentes con la matriz de correlaciones:

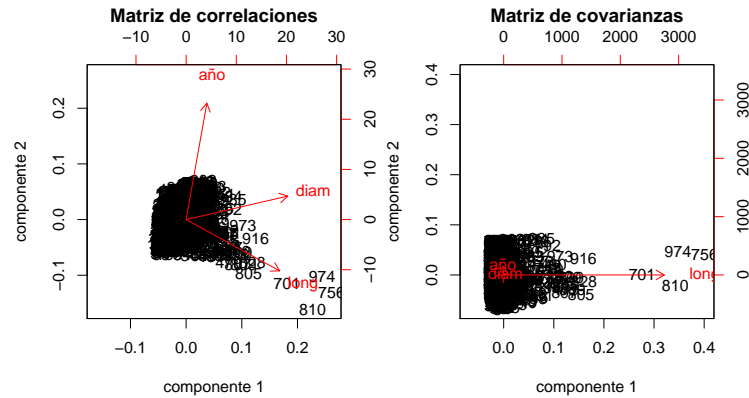


Figura 2.2: Detección de outliers

| | Componente 1 | Componente 2 | Componente 3 | Componente 4 |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Desviación estándar | 1.1289 | 1.0377 | 0.9750 | 0.8356 |
| Proporción de la varianza | 0.3186 | 0.2692 | 0.2377 | 0.1745 |
| Proporción acumulada | 0.3186 | 0.5878 | 0.8255 | 1.0000 |

De igual manera, los resultado no varían demasiado cuando se utiliza la matriz de covarianzas. La varianza explicada por el primero de los componentes sigue siendo mayor al 99% y su desviación estándar es mucho mayor que la de los componentes siguientes.

Importancia de los componentes con la matriz de covarianzas:

| | Componente 1 | Componente 2 | Componente 3 | Componente 4 |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Desviación estándar | 109.5968 | 6.0981 | 4.2368 | 9.69e-01 |
| Proporción de la varianza | 0.9954 | 0.0031 | 0.0015 | 7.79e-05 |
| Proporción acumulada | 0.9954 | 0.9984 | 0.9999 | 1.00e+00 |

En este caso se puede apreciar cómo sobresale el punto 426 además de los señalados anteriormente.

(Ver figura 2.3)

Los puntos encontrados tienen las siguientes características:

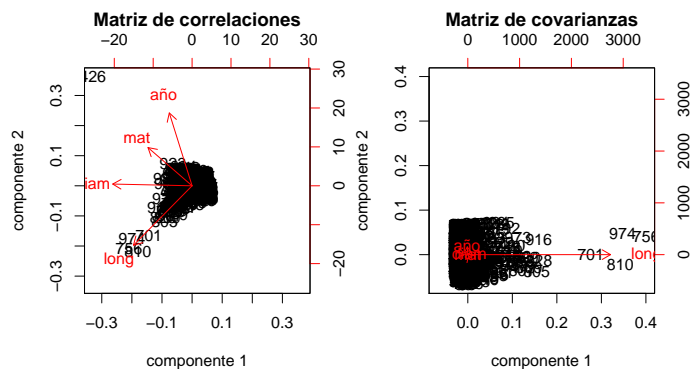


Figura 2.3: Detección de outliers con la variable material

| observación | material | longitud | diámetro | año |
|-------------|----------|----------|----------|------|
| 426 | 29.5707 | 0.05 | 11 | 1995 |
| 701 | 0.3931 | 997.79 | 15 | 1989 |
| 756 | 0.4651 | 1427.17 | 15 | 1996 |
| 810 | 0.4520 | 1226.32 | 17 | 1984 |
| 974 | 0.4789 | 1244.02 | 18 | 1997 |

Podemos observar que el primer punto tiene el mayor costo unitario combinado con la menor longitud existente. Las observaciones restantes son las que tienen mayor longitud dentro de la muestra con costos cercanos a la media. Las variables **diámetro** y **año** no son relevantes en ninguno de los casos.

Finalmente las gráficas de los componentes principales que incluyen la variable **material** no presentan ninguna clase de grupo o puntos fuertemente aislados al eliminar las 5 observaciones ya mencionadas. (Ver figura 2.3.)

Por lo tanto sólo eliminaremos las observaciones 426, 701, 756, 810 y 974 de nuestra base de datos.

Apéndice A

Distritos PADD

Los Estados Unidos están divididos en cinco Distritos de Administración del Petróleo para la Defensa (PADD son las siglas de *Petroleum Administration for Defense Districts*). Esta división fue creada durante la Segunda Guerra Mundial dentro de la llamada Administración del Petróleo para la Guerra que estuvo vigente de 1942 a 1946. Su finalidad era facilitar la distribución de diversos combustibles derivados del petróleo, incluyendo gasolina y diesel. Actualmente recibe su nombre de la posterior Administración del Petróleo para la Defensa que tuvo lugar de 1950 a 1954 a raíz de la Guerra de Corea.

Esta separación es muy utilizada dentro del sector energético de Estados Unidos porque se cree que aún agrupa a consumidores y productores de características semejantes.

Distrito 1, East Coast. Se compone de 3 subdistritos.

Subdistrito 1A, New England. Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island, Vermont.

Subdistrito 1B, Central Atlantic. Delaware, Distrito of Columbia, Maryland, New Jersey, New York, Pennsylvania.

Subdistrito 1C, Lower Atlantic. Florida, Georgia, North Carolina, South Carolina, Virginia, West Virginia.

Distrito 2, Midwest. Illinois, Indiana, Iowa, Kansas, Kentucky, Michigan, Minnesota, Missouri, Nebraska, North Dakota, South Dakota, Ohio, Oklahoma, Tennessee, Wisconsin.

Distrito 3, Gulf Coast. Alabama, Arkansas, Louisiana, Mississippi, New Mexico, Texas.

Distrito 4, Rocky Mountain. Colorado Idaho, Montana, Utah, Wyoming.

Distrito 5, West Coast. Alaska, Arizona, California, Hawaii, Nevada, Oregon, Washington.