

# **ESTANDARIZACIÓN DEL PRESUPUESTO PLURIANUAL DE COSTOS DE MANTENIMIENTO Y SUS DETERMINANTES EN LA INDUSTRIA DEL OIL & GAS.**

**GONZALO ANDRÉS TORRES PÉREZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de**

**Magíster en Administración Financiera**

**Asesores: Álvaro Hernán Chala Enríquez**

**Juan Carlos Cárdenas Basto**

**UNIVERSIDAD EAFIT**

**ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS**

**BOGOTÁ D.C**

**2014**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

Presidente del jurado

---

Jurado

---

Jurado

Bogotá, 27 de junio de 2014

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi familia por su apoyo incondicional,  
A mis asesores Juan Carlos Cárdenas y Álvaro Chala por su constante guía,  
A Javier Bolaños por la creación del software online,  
Y a todas las personas involucradas a la planeación del presupuesto que han hecho todo  
esto posible.

“El mejor negocio del mundo es el petróleo bien administrado, y el segundo mejor negocio del mundo es el petróleo mal administrado”. John D. Rockefeller.

## Tabla de contenido

Ilustraciones .....	5
Tablas .....	5
Ecuaciones.....	5
1 Introducción.....	7
2 Marco conceptual.....	8
2.1 Elaboración del presupuesto.....	8
2.2 Índice de complejidad equivalente de la línea.....	10
3 Método de solución.....	13
3.1 Estandarización de costos.....	14
3.2 Productividad de la labor de HH en las actividades de mantenimiento .....	15
3.3 Aplicativo para la generación del presupuesto.....	15
3.4 Vista por Proceso Empresarial .....	16
4 Presentación y análisis de resultados .....	18
4.1 Análisis vertical del aplicativo de mantenimiento.....	18
4.2 Indicadores propuestos para la próxima vigencia .....	21
4.3 Modelo econométrico.....	24
4.3.1 Variable dependiente .....	24
4.3.2 Variables independientes .....	25
4.3.3 Planteamiento del modelo.....	27
5 Conclusiones.....	30
6 Referencias.....	31

## Ilustraciones

Ilustración 1. Sistema Salgar-Bogotá.....	10
Ilustración 2. Ventajas del EPC .....	11
Ilustración 3. Forma de cálculo del MNVE .....	12
Ilustración 4. Relación entre el MNVE y el EPC .....	12
Ilustración 5. Esquema de distribución- Función de mantenimiento.....	14
Ilustración 6. Aplicativo de mantenimiento.....	16
Ilustración 7. Acumulación de costos y gastos en las plantas y líneas. ....	17
Ilustración 8. Presupuesto por tipo de actividad .....	19
Ilustración 9. Presupuesto por Gerencia.....	19
Ilustración 10. Presupuesto por tipo de mantenimiento.....	20
Ilustración 11. Composición ajustando la Gerencia 4.....	21
Ilustración 12. Costo de mantenimiento por unidad transportada (USD).....	23
Ilustración 13. Pruebas realizadas a la regresión .....	28
Ilustración 14. Pruebas realizadas a la regresión eliminando variables no significativas....	29

## Tablas

Tabla 1. Reducción de actividades.....	18
Tabla 2. Coeficientes de la regresión .....	27
Tabla 3. Otras pruebas realizadas.....	28
Tabla 4. Coeficientes de la regresión eliminando variables no significativas .....	29

## Ecuaciones

Ecuación 1. Ecuación del EPC.....	11
Ecuación 2. Horas Hombre .....	15
Ecuación 3. Sobrecarga de servicios (SS).....	21
Ecuación 4. Otras actividades de mantenimiento (OA) .....	22
Ecuación 5. Costo de mantenimiento relativo (CMR).....	22
Ecuación 6. Costo de mantenimiento como porcentaje del valor de reemplazo (CMVR) ..	22
Ecuación 7. Costo de mantenimiento por inversión de la planta (CMP) .....	22
Ecuación 8. Costo de mantenimiento por unidad transportada (CMU) .....	23
Ecuación 9. Estructura del personal de supervisión (EPS) .....	23
Ecuación 10. Gastos fijos gestionables no dependientes del volumen (MNVE).....	24
Ecuación 11. Gastos fijos de Operaciones y Mantenimiento (GOM).....	24
Ecuación 12. Gastos fijos de Administración (GA).....	25
Ecuación 13. Planteamiento del modelo .....	27
Ecuación 14. Planteamiento del modelo .....	30

# **Estandarización del presupuesto plurianual de costos de mantenimiento y sus determinantes en la industria del Oil & Gas.**

**Gonzalo Andrés Torres Pérez**

*gtorres2@eafit.edu.co*

## ***Resumen***

El presupuesto de mantenimiento y de operación de los ductos y estaciones en el sector del Oil & Gas es una de las variables más relevantes para cualquier organización ya que esta infraestructura hace posible el transporte de los productos, especialmente cuando dichos activos afrontan la topografía colombiana.

La necesidad de evacuar la creciente producción de crudos y refinados ha aumentado la infraestructura de forma importante y por ende ha hecho que la industria pase de una vista fragmentada de plantas y ductos a una de procesos empresariales interrelacionados entre las compañías del sector, de tal forma que las técnicas del ejercicio presupuestario han cambiado en parte las técnicas del ejercicio presupuestario.

El objetivo de este artículo es investigar cuáles son los aspectos metodológicos que se tienen para generar el presupuesto y de este modo estandarizar los procesos al interior de la organización. Una vez se recopile la información de costos de mantenimiento con la calidad deseada, se podrán realizar cálculos de indicadores más acertados y puede llegarse a obtener un modelo econométrico que permita determinar el impacto en costos y la generación de valor, visibilizando aquellos procesos empresariales que requieren un replanteamiento en su esquema de operación, o la aplicación de transferencias cruzadas, como por ejemplo, subsidios.

## ***Palabras clave***

Petróleo, presupuesto, modelo econométrico, gestión de activos.

## ***Abstract***

The budget for maintenance and operation of pipelines and stations in the Oil & Gas sector is one of the most relevant variables for any organization since this infrastructure makes feasible the transportation of products, especially when these assets face the Colombian topography.

The need to evacuate the increasing production of crude and refined products has boosted infrastructure in a significant way, thus, the industry has gone from a fragmented view of stations and pipelines to that of interrelated business processes between Oil & Gas companies, which has changed some techniques of the financial year.

This paper investigates what the methodological issues to generate the budget are, and in consequence how to standardize the processes within the organization. After collecting quality information of maintenance costs, it is possible to construct more accurate indicators and to propose an econometric model to visualize the impact on cost and value generation, which makes visible the business processes that require a reassessment of its operation schema, or the application of cross-transfers, such as grants.

## ***Key words***

Oil, Budget, econometric model, assets management

# 1 Introducción

En Ecopetrol y exactamente en la Vicepresidencia de Transporte (VIT), a la agrupación de plantas y ductos desde un punto inicial a un punto final claramente identificable se le conoce con el nombre de Sistema (Como por ejemplo el sistema Caño Limón-Coveñas). A su vez, si llegará a cambiar el volumen transportado en alguna parte del sistema dada la presencia de un cargadero/descargadero o por alguna conexión con otro ducto, se crea un Proceso Empresarial, el cual permite facilidad en el cálculo de la tarifa de transporte. Por lo tanto, un Sistema se puede componer de uno o varios Procesos empresariales.

A la agrupación de sistemas en una misma región geográfica se le conoce como Departamento de Operaciones y Mantenimiento (O&M), los cuales, de acuerdo al producto que manejan pueden pertenecer o a la Gerencia de Poliductos, Oleoductos o Puertos.

Los entes regulatorios del Estado, como al interior de cada una de las organizaciones solicitan que los costos incurridos sean cargados por procesos empresariales, pero operacionalmente la información está gestionada por plantas o ductos. El inconveniente radica en que plantas como Salgar, está interrelacionada con 6 procesos empresariales, por lo que el esquema de distribución se torna difuso.

Sumado a lo anterior, ante la creciente demanda por necesidades de transporte se han construido una serie de oleoductos con participación de empresas privadas, como es el caso del Oleoducto Bicentenario (OBIC), Oleoducto de los Llanos (ODL), Oleoducto de Colombia (ODC), OCENSA, entre otros.

Para pasar a un esquema de libre oferta y demanda en el transporte de hidrocarburos estas asociaciones con terceros requieren un cambio en la forma de operar y agilidad en la prestación de los servicios por parte de Ecopetrol, motivo por el cual se crea CENIT, que si bien es una filial 100% de su propiedad, no es una empresa exclusiva para el transporte de productos de la petrolera estatal. A partir de 2013 tomó posesión de 13.6 billones de pesos en activos provenientes de los sistemas de la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol (VIT), generando actualmente alrededor de 1 billón de pesos en utilidades según Dataifx (2014).

El presupuesto de mantenimiento para los procesos inmersos en el transporte de crudo es una de las cifras más relevantes para cualquiera de las organizaciones del sector y es creado a partir de los profesionales financieros de cada filial y de cada uno de los O&M del país, siendo ellos quienes integran y cuantifican los requerimientos de personal técnico, insumos y labores tercerizadas que se deben realizar anualmente para cada uno de los activos a su cargo.

Sin embargo, en el proceso de centralización de la información se evidencian algunas diferencias en los criterios empleados, lo cual no permite comparar cifras ni obtener indicadores financieros o de operación óptimos y por ende no es posible determinar con exactitud la generación de valor de cada sistema de transporte.

Cuando en los reportes anuales se indaga por qué un proceso empresarial tiene un costo barril-km superior a otro, se generan algunas discusiones donde se culpa a variables como la topografía, la edad de los activos, el diámetro de la tubería, entre otros.

El propósito de este artículo es formular un estándar y analizar el impacto de variables relevantes del presupuesto de mantenimiento, para que mediante el instrumento resultante de un modelo econométrico se propenda por un uso eficiente de los recursos, enmarcado en las mejores prácticas internacionales.

Se propondrán algunos indicadores de mantenimiento para su uso permanente, enfocándose en la gestión de costos más no la gestión de equipos, y se descartarán los indicadores financieros como ROA, ROCE, RONA, ROIC, entre otros, ya que su metodología está establecida al interior de cada organización y a lo que se propende es por mejorar los datos con los que estos se obtienen.

Se espera que con la estandarización de los procesos de planeación de los costos y gastos de mantenimiento se pueda determinar la composición relativa de estos y a su vez, la composición a nivel de sistemas. El modelo econométrico permitirá evidenciar si eventualmente los desfases en esa composición son atribuibles a variables físicas de los ductos o a ineficiencias en la operación permitiendo mayor objetividad para la toma de decisiones.

## **2 Marco conceptual**

### **2.1 Elaboración del presupuesto**

Si bien el sector Oil & Gas es encargado de la explotación de recursos primarios y tiene un alto grado de integración vertical, en su interior existen ventajas absolutas o comparativas dentro de las empresas que permiten su diferenciación como por ejemplo, la mejor en el manejo ambiental, la mejor en exploración offshore, la mejor en el índice de sostenibilidad del Dow Jones, la mejor en netback operativo, la mejor en tasa de éxitos en hallazgos, etc. Es por ello que centran sus esfuerzos para pertenecer al top de las compañías clase mundo en algún campo de la industria, creando de este modo un mercado que se encarga del desarrollo de benchmarking.

Si se quiere ser la mejor en mantenimiento se debe tomar en cuenta como expresan Ferreira Mejía & Mullet Baracaldo (2012), que el aumento de los márgenes de utilidad mediante la reducción de costos unitarios debe expresarse en una política integral de gestión de activos. Esto es muy importante porque se tiende a confundir la optimización de costos con el recorte en el presupuesto y por ende se puede llegar a generar fallas operacionales o accidentes que produzcan tragedias.

Como menciona (Tavares, 2000), los índices clase mundial son aquellos que utilizan la misma expresión en todos los países. Para determinar cómo está el desempeño de las empresas del sector del Oil & Gas, instituciones internacionales como IPA (Independent Project Analysis) y Compass International generan estadísticas, métricas y modelos

económicos basados en información histórica de proyectos mientras Solomon y Oreda enfocan su análisis hacia los temas de mantenimiento.

Con la confidencialidad del caso, estas organizaciones con cierta periodicidad solicitan datos para actualizar su información estadística y posteriormente retroalimentan el desempeño de la empresa comparado con el promedio del sector, para que de este modo se tomen las decisiones gerenciales que se consideren pertinentes y que permitan llegar al primer cuartil de los indicadores. Por ejemplo, HSB Solomon Associates (2012), estima que el 20% de los costos totales de mantenimiento es el techo máximo para el mantenimiento correctivo, por lo que debería incorporarse como meta para el presupuesto de 2015, soportado en una adecuada disminución de los niveles de riesgos (ALARP – As Low As Reasonably Practicable) y en suministrar la capacidad y la disponibilidad requerida de los sistemas de transporte.

Para que estas empresas internacionales obtengan indicadores fiables lo primero que se debe realizar es crear un centro donde toda la información que requieran se encuentre disponible y con la calidad deseada. Por tal motivo, desde el punto de vista de planeación de gastos en ductos y estaciones, se generó un aplicativo online con la estructura organizacional de la empresa para obtener en tiempo real el presupuesto.

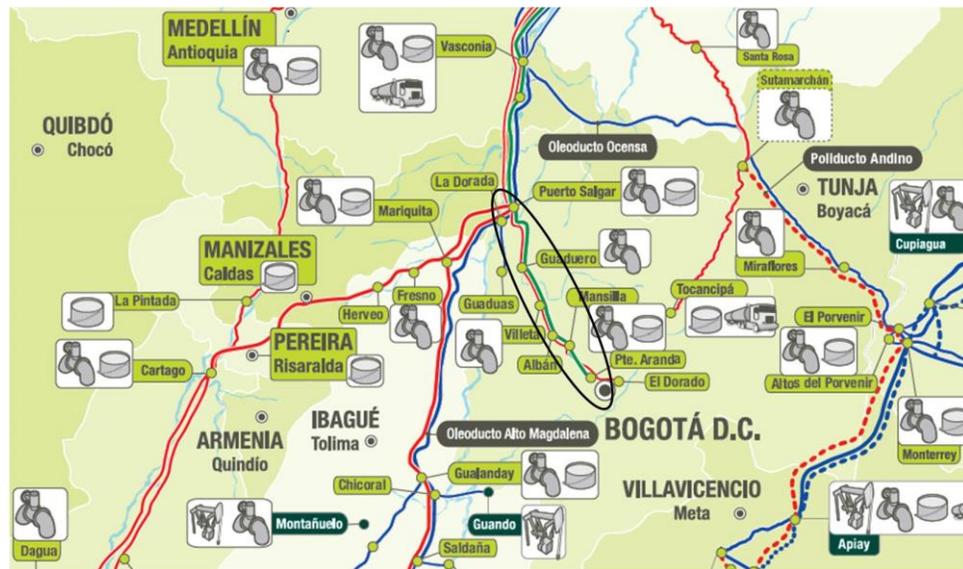
Se entenderá que la información que se manejará es de gastos, puesto que como expresa Uribe (2011) en esta categoría se encuentra el transporte, seguros de la mercancía, comisiones y salarios del personal de venta, los gastos de publicidad y propaganda entre otros.

Una vez determinada la variable a trabajar, la segunda definición es que deben ser gastos controlables, es decir, los agentes presentes en las organizaciones son quienes toman las decisiones y por tal motivo, se excluyen cuentas como impuestos, arrendamientos, seguros, indemnizaciones, gastos ambientales, etc.

El esquema seleccionado por la empresa en términos de Uribe (2011) es la acumulación de gastos por procesos, ya que entre los beneficios que genera es que se puede conocer el gasto de cualquier unidad a lo largo del proceso, los cuales se caracterizan por ser producciones en línea o serie que manejan pocos productos con altos volúmenes.

De esta forma, se tiene la trazabilidad del recorrido que hará el producto, bien sea crudo o refinado a través de la infraestructura nacional; Se genera el despacho desde una estación inicial, pasando por un ducto, una serie de estaciones de rebombeo y una estación de destino final. A esta composición se le conoce con el nombre de Sistema.

Un Proceso empresarial se crea para un adecuado manejo tarifario ya que puede existir un cambio en el volumen transportado bien sea por una conexión con otra línea, un tercero involucrado o por el uso de carro tanques. Por ejemplo, el sistema ODECA se compone de 2 procesos empresariales, uno que va desde Puerto Salgar-Manizales- Cartago, y otro de Cartago a Yumbo de 6", dado que en Cartago existe una conexión con el sistema que viene desde Medellín.



**Ilustración 1.** Sistema Salgar-Bogotá

Fuente: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/mapa\\_infraestructura.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/mapa_infraestructura.htm)

Si se observa con detenimiento, por Puerto Salgar pasan una cantidad abundante de líneas las cuales atiende en simultáneo y por consiguiente, estos ductos tienen centros de costos diferentes con el fin de cobrar a los clientes por el uso de alguno de ellos. A hoy, los gastos fijos de una estación con estas características se prorratan de acuerdo al volumen que transporta, basado en el principio que a mayor volumen, mayor soporte administrativo se requerirá.

## 2.2 Índice de complejidad equivalente de la línea

Tanto con el presupuesto como al final de cada periodo contable se quiere saber por qué en un sistema hay más gastos que en otros, creándose así un ambiente de discusiones subjetivas, aludiendo a la topografía, la edad de los activos, las reparaciones, etc. Para resolver esta inquietud se utilizará el índice de complejidad equivalente de la línea (Equivalent Pipeline Complexity) diseñado por Solomon Associates desde el año 2000 con una muestra de 35 sistemas de transporte a nivel mundial y que lleva un proceso de mejora continuo donde se incorporan cada vez más variables a analizar.

La mejor definición podría ser que el EPC es un índice multidimensional que permite cuantificar la complejidad de los sistemas haciéndolos equiparables, tomando variables físicas de la infraestructura de transporte que inciden en los gastos fijos controlables. En este sentido el EPC mostrará un gasto fijo controlable teórico (o el deber ser) de acuerdo a la longitud de la línea, las unidades de bombeo, la cantidad de estaciones, el tipo de terreno, el valor de los activos y otras 15 variables.

**Ecuación 1.** Ecuación del EPC

$$EPC = x1(a) + x2(b) + x3(c) + x4(d) + x5(e) \dots + x20(s)$$

Procedimentalmente, las X se reemplazan por coeficientes y de este modo solo se debe incorporar los datos del sistema que se quiera analizar y para predecir su nivel de gastos.

Los indicadores tradicionales como el costo por barril-milla, el costo pulgada diámetro-milla y el valor de reemplazo se quedan cortos para explicar los egresos de las organizaciones, por lo que estas deficiencias de correlaciones generan un error estándar muy alto, es decir, una alta dispersión de los datos. El R<sup>2</sup> resalta que el 92% de los gastos de las organizaciones del sector es explicado por el EPC, como se plasma a continuación:

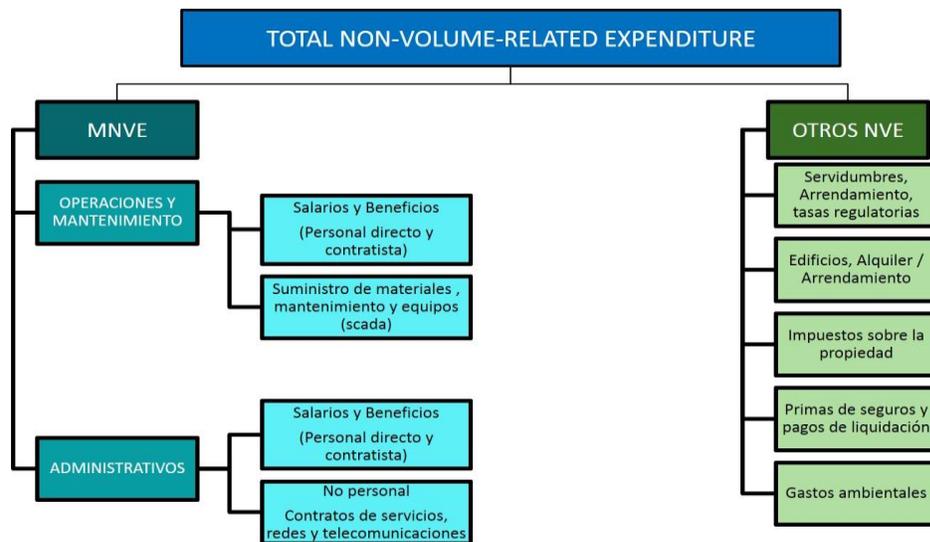
**DIVISOR EFFECTIVENESS COMPARISON** Table 2

<b>Basis</b>	<b>r<sup>2</sup> value</b>	<b>Standard error, \$1,000</b>
Bbl-mile	0.23	18,051
Diameter in.-mile	0.70	9,418
Replacement value	0.76	8,311
Equivalent pipeline complexity	0.92	4,689

**Ilustración 2.** Ventajas del EPC

Fuente: Brolick, H., Holden, R., & Jones, R. (2004).

Lo que se ha llamado gastos fijos controlables hasta el momento, recibirá el nombre de MNVE (Manageable Non-Volume Expenditures) para seguir con el esquema metodológico de Solomon y será medido en millones de dólares. Mientras tanto, los Otros NVE se descartan pues no son gestionables por la empresa.

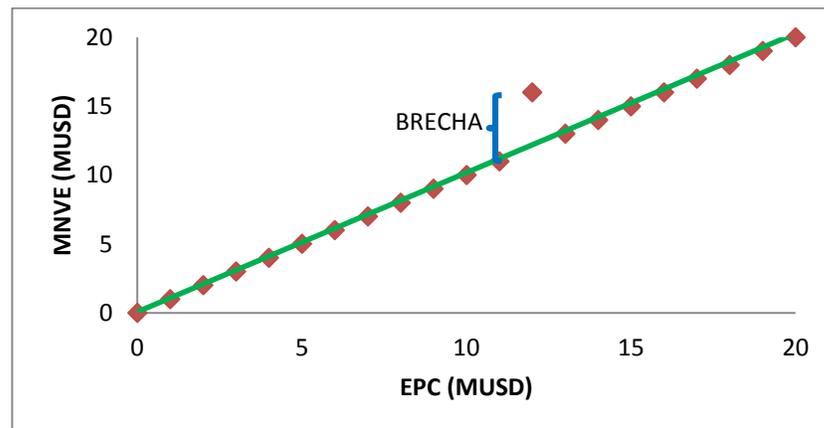


**Ilustración 3.** Forma de cálculo del MNVE

Fuente: Elaboración propia basado en Brolick, H. (2007).

El modelo econométrico del EPC se compone según Brolick, H., Holden, R., & Jones, R. (2004) de 18 ductos norteamericanos y 17 europeos. De esta manera, Solomon reemplaza los valores de los sistemas colombianos en su ecuación, encontrando así unas brechas superiores o inferiores.

Si se graficará el EPC contra el MNVE, suponiendo un  $R^2$  igual a 1, se tendría una curva con pendiente de 45 grados, es decir, que el EPC explicaría totalmente las variaciones en el MNVE. Sin embargo, en la realidad existirán datos atípicos o dispersos, lo que da lugar a las brechas, que en promedio se esperaría oscilaran alrededor de la línea verde.



**Ilustración 4.** Relación entre el MNVE y el EPC

Fuente: Elaboración propia basado en Brolick, H., Holden, R., & Jones, R. (2004).

En este caso, el modelo teórico indicaba que el EPC era de 12 millones de dólares, pero el MNVE fue de 16 millones de dólares, lo que indica que existen sobrecostos por 4 millones de dólares que no dependen de las variables físicas, es decir, existen ineficiencias en el mantenimiento o exceso de gastos administrativos que requieren ser ajustados.

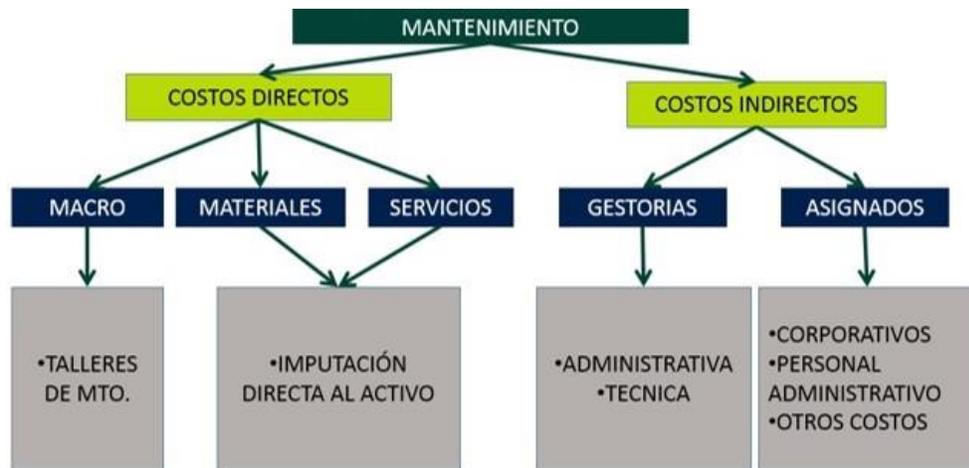
Una brecha por debajo de la curva indicaría que se es más eficiente de lo que se debería ser, pero debe analizarse con cautela porque puede ser fruto de temas coyunturales como la no realización de manteamientos rutinarios que conllevan a que hoy sea el mejor sistema, pero en un año se revierta el indicador por mayores costes correctivos.

### **3 Método de solución**

En el proceso de estandarización que se viene gestando en los últimos años, se pueden hallar 5 ejes en el esquema de contratación que son:

- **Contratos Macro:** Todo lo referente a las Horas hombres en cada taller. Actualmente los talleres pertenecen a cada uno de los Departamentos de O&M, existiendo 1 por especialidad (Mecánica, instrumentación, eléctrica, líneas y tanques y Costa afuera).
- **Materiales:** Todos los consumibles y repuestos requeridos para la actividad de mantenimiento.
- **Servicios:** Los contratos que se requieren para el mantenimiento de los activos, como por ejemplo, mecanizados, cambios de piezas, etc.
- **Gestoría:** La gestoría administrativa, se encarga del control y apoyo a las actividades propias de oficina, como la facturación, servicios de apoyo como celulares, computadores, convenios administrativos, entre otros. La gestoría Técnica, se encarga del control, apoyo e interventoría de las actividades de mantenimiento.
- **Asignados:** Son las personas involucradas indirectamente en las actividades de mantenimiento, desde el Presidente de la compañía como cada uno de los funcionarios que ejercen algún rol en las actividades de mantenimiento.

Las plantas, líneas, talleres, O&M, Gerencias, entre otros, suman 420 dependencias que se pueden agrupar fácilmente como se observa en el cuadro a continuación:



**Ilustración 5.** Esquema de distribución- Función de mantenimiento.

Fuente: Elaboración propia con base en Ferreira Mejía & Mullet Baracaldo (2012).

La labor de determinar las especialidades, el código de la planta/línea, los tipos de mantenimientos, forma de cargue del presupuesto y demás información requerida por cada uno de los actores resulta muy abundante, más aún con la cantidad de dependencias que se manejan. Si bien las gestorías administrativas conocen la función y el proceso de mantenimiento, un técnico no lo sabe del todo y es él el insumo para la construcción de la información, creando así un trade off donde el mantenedor desea el mayor capital para su planta o línea, mientras que el personal administrativo desea dar lo menos para aumentar la utilidad de la empresa.

Con esta premisa se diseñaron varios Excel que se encargaban de realizar automáticamente todas las reglas de la estructura organizacional de la empresa, pero ello conllevó a problemas dado que era fácilmente manipulable. De allí la necesidad de generar un software online, que permita observar en tiempo real como se está construyendo el presupuesto, pero que requiere previamente estandarizar los costos.

### 3.1 Estandarización de costos

Desarrollar el catálogo de servicios fue fundamental para la estandarización de costos, dado que anteriormente éstas se encontraban al libre albedrío de los técnicos, no permitiendo consolidar la información y generando faltantes y sobrantes de dinero no trazables. Tras una serie de reuniones de ingenieros, técnicos de plantas y líneas en el año 2013 se concertaron 1.377 actividades de mantenimiento, las cuales traen su código SAP para el manejo contable de la empresa, su especialidad para que los técnicos vean solo el área que

les interesa, su unidad de medida para homogenizar las cantidades que solicitarán y su tipo de mantenimiento que alertará que tan necesario es realizar la actividad.

Con este esquema estructurado, la fase siguiente para 2015 sería desarrollar y/o validar los análisis de precios unitarios (APU), identificando los costos de insumos y horas hombre empleadas con un factor adicional: la ubicación geográfica del sistema. Además permitiría determinar el peso que tiene cada una de las áreas directa e indirectamente involucradas en las labores de mantenimiento, permitiendo mejorar la eficiencia en costos.

De este modo, el software con su catálogo de servicios incorporado, ya no tiene un campo abierto para digitar sino un menú desplegable con las actividades que requiere; De no encontrarse dentro del catálogo, se puede interactuar con los administradores para establecer si efectivamente hay que crearla o no.

### **3.2 Productividad de la labor de HH en las actividades de mantenimiento**

La cuantificación de Horas Hombre Totales se integró en el aplicativo de mantenimiento con el fin de determinar el volumen y costo de actividades y para erradicar errores de digitación o presupuestos duplicados.

Para cuantificar las horas No efectivas de trabajo, se identificó el tiempo de desplazamientos desde una zona a otra, los tiempos de charlas, conferencias, consumo de alimentos, bienestar del personal, etc.

#### **Ecuación 2. Horas Hombre**

$$\text{HH Totales} = \text{HH efectivas} + \text{HH no efectivas}$$

### **3.3 Aplicativo para la generación del presupuesto**

El software desarrollado contiene 15 campos a diligenciar, pero gracias a que lleva consigo todas las reglas de la función de mantenimiento, arroja como resultado 54 campos, libres de errores tipográficos, de interpretación u omitidos.

Primero pregunta en qué departamento se encuentra el técnico para con ello filtrarle las estaciones y líneas que le apliquen. Los campos siguientes hacen referencia a que especialidad y tipo de mantenimiento realizará para con ello desplegar el listado de actividades.

Una vez seleccionada la actividad, aparece automáticamente su unidad de medida para que se disponga a cuantificar las cantidades y costo, y como realizará los egresos en el transcurso del año.

Finalmente oprime el botón ingresar para guardar la información y seguir con otra actividad de mantenimiento.

Entre los 39 campos que aparecen automáticamente en la parte inferior se encuentran la Gerencia, la sigla del departamento, el código y el propietario de la estación/línea, cual es el código SAP y que centro de costo se utilizará para realizar el egreso entre otros.



**Ilustración 6.** Aplicativo de mantenimiento.

Fuente: Elaboración propia.

### **3.4 Vista por Proceso Empresarial**

Primeramente, como los costos de las Gestorías, los Asignados y los Talleres de Mantenimiento están asociados a un Departamento, no es posible determinar qué proporción pertenece a la estación o línea ni mucho menos a que Proceso Empresarial. Por tal motivo, se construyó una matriz de distribución de costos y gastos, bajo la premisa que a un mayor consumo de Horas Hombre en los Talleres, mayor soporte corporativo requerirá.

De esta forma, las estaciones y líneas, además de sus costos propios absorben el soporte administrativo y de los talleres de mantenimiento.



**Ilustración 7.** Acumulación de costos y gastos en las plantas y líneas.

Fuente: Elaboración propia.

Algunos ductos pertenecen únicamente a un Proceso Empresarial pero en el caso de las plantas resulta un poco más complejo, ya que hay activos como el terreno, las oficinas administrativas, los tanques de almacenamiento, el sistema eléctrico, el sistema contra incendios, entre otros, que son infraestructura común.

Ingresar las plantas y líneas como costo y gasto no era factible puesto que al existir terceras empresas involucradas se quiere conocer cuánto capital deben aportar al mantenimiento y cuanto recibirán y si está siendo rentable el Proceso Empresarial o se deben tomar decisiones de subsidiar o utilizar otras opciones de transporte.

Por ello el segundo paso fue elaborar una matriz con los volumétricos anuales, para de este modo distribuir los costos y gastos por Proceso Empresarial, bajo la premisa que a una mayor cantidad de barriles transportados, mayor mantenimiento se requerirá.

A continuación se muestran los resultados obtenidos y debe recordarse que los porcentajes, cifras monetarias y los betas de la regresión están alterados entre un -30%,+30% para salvaguardar la confidencialidad de la(s) empresas.

## 4 Presentación y análisis de resultados

### 4.1 Análisis vertical del aplicativo de mantenimiento

Al estandarizar las actividades de mantenimiento mediante el catálogo de servicios y gracias a la organización de las cuentas, se reduce la cantidad de información a analizar y se puede determinar la composición de los 0.8 billones de pesos de los costos y gastos de mantenimiento de una forma más clara y al más mínimo nivel de detalle.

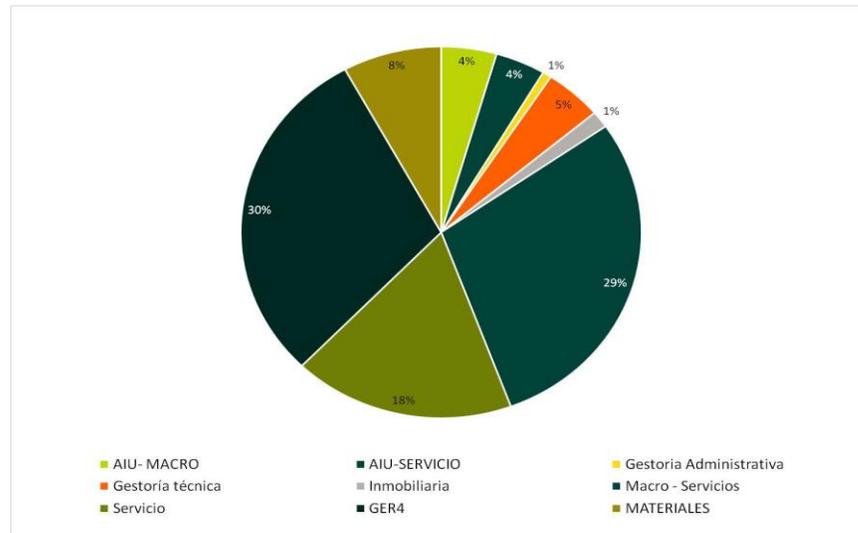
**Tabla 1.** Reducción de actividades

<b>PRESUPUESTO DE:</b>	<b>DATOS DE ENTRADA (# DE CAMPOS)</b>	<b>INFORMACIÓN RESULTANTE (# DE CAMPOS)</b>	<b>CANTIDAD DE ACTIVIDADES (# DE FILAS)</b>	<b>SOFTWARE</b>
<b>2012</b>	17	17	45.377	Excel
<b>2013</b>	17	17	20.090	Excel
<b>2014</b>	15	54	7.549	Online

Fuente: Elaboración propia.

Al generar el reporte con la información cargada por las áreas de todo el país, se evidencia que la gestoría (entendiéndose como técnica y administrativa) representa el 5.38%, inferior al estándar internacional de 7% del Independent Project Analysis (IPA, 2010).

Un rubro que puede parecer elevado es la Gerencia 4 con cerca del 30%, y es explicado porque contiene los proyectos de continuidad operativa, los controles de cambio en plantas, estudios y convenios militares para proteger la infraestructura. Adicionalmente, sus técnicos e ingenieros son considerados personal administrativo, aunque ellos en realidad son personal cuya base de trabajo está en Bogotá y atienden los requerimientos de las áreas de todo el país. Por tal motivo, una de las propuestas de mejora para el próximo año sería establecer las horas hombre de dedicación del personal de la Gerencia 4 a los Departamentos y con ello cargar sus costos a los Macro; El faltante de las horas laboradas sí se consideraría como gastos de supervisión.

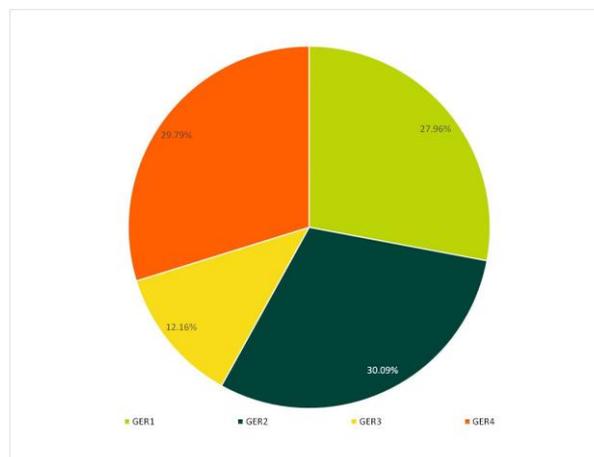


**Ilustración 8.** Presupuesto por tipo de actividad

Fuente: Elaboración propia con los datos suministrados por los Departamentos.

Otro hallazgo son las solicitudes de camionetas, equipos de telefonía y estudios a proyectos que incrementaron en un 6% los costos de las gestorías, pero en Bogotá se determinó eliminarlas dado que están enmarcados en los contratos globales de cada Departamento. Por tal motivo, en adelante los Departamentos enviaran sus solicitudes de adiciones y en Bogotá se establecería si hay lugar a ello o no.

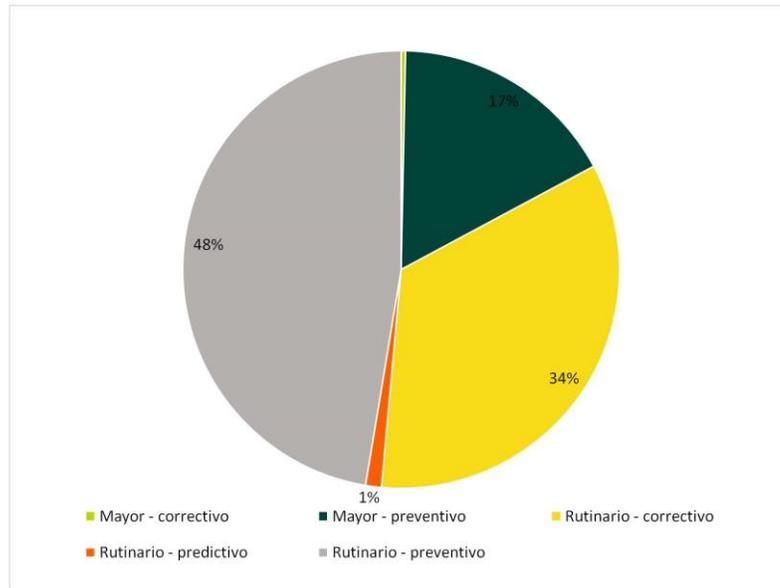
Las actividades propias de mantenimiento, es decir, los contratos Macro y los Servicios representan el 54.88% del presupuesto y el AIU en su conjunto es del 8.5%, cifras que estaban dentro de las expectativas del grupo de planeación del presupuesto.



**Ilustración 9.** Presupuesto por Gerencia

Fuente: Elaboración propia con los datos suministrados por los Departamentos.

Las Gerencias 1,2 y 3 que son operativas representan el 70.21% del presupuesto, mientras el remanente es para la Gerencia 4 con los hallazgos y las propuestas de mejora evidenciadas anteriormente.



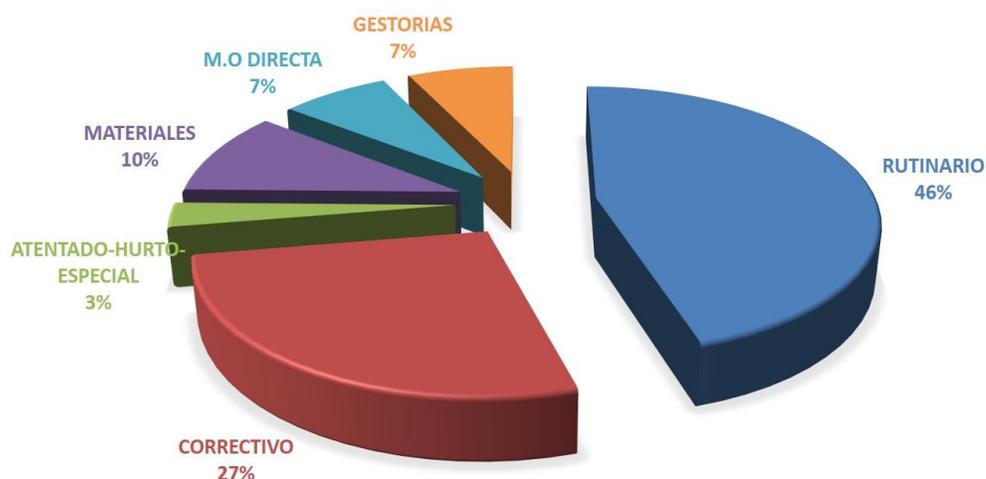
**Ilustración 10.** Presupuesto por tipo de mantenimiento.

Fuente: Elaboración propia con los datos suministrados por los Departamentos.

El 65.41% del mantenimiento que se tiene planteado es preventivo/predictivo, es decir, busca mantener las condiciones del activo, detectar las averías antes que se produzcan para con ello reducir sus probabilidades de falla.

El porcentaje restante es el mantenimiento correctivo o reactivo, y es aquel que se realiza una vez se presenta la falla con el objetivo de retornar las cualidades operativas del activo. Por consiguiente, este indicador se encuentra desfasado en un 13% versus lo propuesto por Solomon.

Una vez realizada la distribución de los costos de la Gerencia 4 en los otros ítems se evidencia un aumento del costo de las gestorías (aunque sigue estando acorde al estándar internacional) y una ligera reducción de los costos de mantenimiento correctivo pero aún desfasado del benchmarking:



**Ilustración 11.** Composición ajustando la Gerencia 4.

Fuente: Elaboración propia con los datos suministrados por los técnicos.

Finalmente, en cuanto la estructuración del presupuesto se generó reportes por Departamento, por especialidad, mes a mes, etc. de acuerdo a lo requerido por cada área.

Se propone agregar el nivel de riesgos de cada activo para que a la hora de optimizar el presupuesto se parta del principio que no se eliminaran aquellas actividades críticas y relevantes.

## 4.2 Indicadores propuestos para la próxima vigencia

Mediante la bibliografía consultada y tras indagar las necesidades al interior de las áreas de las compañías se proponen los siguientes indicadores:

- Sobrecarga de servicios de mantenimiento: Permitirá saber cuánto se desfasó la planeación versus lo realmente ejecutado y con ello, tener esas consideraciones para la vigencia siguiente.

**Ecuación 3.** Sobrecarga de servicios (SS)

$$SS = \frac{\text{Servicios ejecutados} - \text{Previstos}}{\text{Previstos}}$$

- Otras actividades del personal de mantenimiento: Permitirá saber cuántas horas son no efectivas, es decir, se van en planeación de actividades, capacitaciones, descansos, reuniones, etc.

**Ecuación 4.** Otras actividades de mantenimiento (OA)

$$OA = \frac{\text{Horas hombre en otras actividades}}{\text{Total HH}}$$

En promedio la organización tiene una no efectividad del 60%, siendo más críticos los sistemas en el nororiente y sur del país debido a las condiciones de difícil acceso de los técnicos, que incluso llegan a requerir de ganado mular para transportar sus equipos.

- Costo de mantenimiento relativo: Permitirá saber el peso que tiene un sistema dentro del total.

**Ecuación 5.** Costo de mantenimiento relativo (CMR)

$$CMR = \frac{\text{Costo de mto } i}{\text{Total costo mantenimiento}}$$

- Costo de mantenimiento como porcentaje del valor de reemplazo: Permitirá saber por cada peso que cuesta el activo, cuanto se destina en mantenimiento. Según Tavares (2000), este valor debería fluctuar entre el 2% y 4%.

**Ecuación 6.** Costo de mantenimiento como porcentaje del valor de reemplazo (CMVR)

$$CMVR = \frac{\text{Costo total del mantenimiento}}{\text{Valor de reposición.}}$$

- Costo de mantenimiento por inversión de la planta: Permitirá saber por cada peso que cuesta el activo contablemente, cuanto se destina en mantenimiento. Según Tavares (2000), este valor debería fluctuar entre el 8% y 10%.

**Ecuación 7.** Costo de mantenimiento por inversión de la planta (CMP)

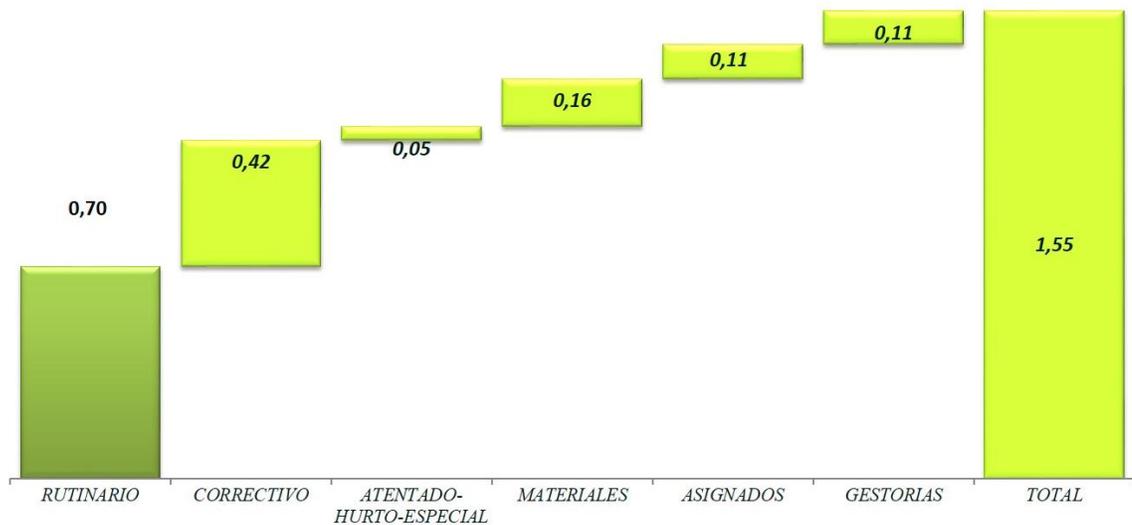
$$CMP = \frac{\text{Costo total del mantenimiento}}{\text{Valor de reposición-Depreciaciones.}}$$

- Costo de mantenimiento por unidad transportada: Permitirá saber cuánto cuesta el mantenimiento por cada barril de petróleo o refinado que se transporte en una unidad de tiempo, puede ser año.

**Ecuación 8.** Costo de mantenimiento por unidad transportada (CMU)

$$CMU = \frac{\text{Costo total del mantenimiento}}{\# \text{ de Barriles .}}$$

Teniendo en cuenta un promedio de 800 mil barriles día y una tasa de cambio de \$1.900 pesos por dólar, se tiene un costo por barril transportado de \$1.55 dólares así:



**Ilustración 12.** Costo de mantenimiento por unidad transportada (USD)

Fuente: Elaboración propia con los datos suministrados por los técnicos.

- Estructura del personal de supervisión: Permitirá saber cuánto cuesta y/o cuantas horas de dedicación se requiere para labores de inspecciones a las actividades de mantenimiento. .

**Ecuación 9.** Estructura del personal de supervisión (EPS)

$$EPS = \frac{\text{Horas Hombre ó Costo de supervisión}}{\text{Horas Hombre ó Costo total de la mano de obra .}}$$

## 4.3 Modelo econométrico

Se utilizó una muestra de 31 sistemas de transporte, una tasa de cambio de \$1.900 pesos y el método de mínimos cuadrados ordinarios, es decir, aquel que permite encontrar parámetros que minimizan la varianza de los errores.

Las variables a continuación mostradas se encuentran referenciadas en Brolick (2007) y son:

### 4.3.1 Variable dependiente

La variable dependiente del presente modelo son los gastos fijos gestionables no dependientes del volumen (MNVE por sus siglas en inglés) en dólares americanos y que como se mostró anteriormente tendería a ser equivalente al EPC:

$$\text{Ecuación 10. Gastos fijos gestionables no dependientes del volumen (MNVE)} \\ \text{MNVE} \approx \text{EPC} = \text{GOM} + \text{GA}$$

Los Gastos fijos de Operaciones y Mantenimiento (GOM) se componen de los salarios y beneficios del personal directo como contratista, e incluye también bonos, beneficios pensionales, médicos, académicos entre otros.

Los suministros contienen contratos de servicios y contratos suministro de materiales, mientras que los costos de mantenimiento se compone de los costos de supervisión de los derechos de vía y el mantenimiento mayor y menor en plantas y líneas.

Finalmente, en otros se suma lo relacionado al mantenimiento y compras de vehículos, productos para evitar la corrosión y soporte SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos).

$$\text{Ecuación 11. Gastos fijos de Operaciones y Mantenimiento (GOM)} \\ \text{GOM} = \text{Salarios y beneficios} + \text{Suministros} + \text{Costo mantenimiento} + \text{Otros.}$$

Los Gastos Administrativos (GA) se componen igualmente de salarios y beneficios del personal directo y contratista de aseo, cafetería, vigilancia y demás indirectamente involucrados en la función de transporte e incluye bonos, beneficios pensionales, médicos, académicos entre otros.

Igualmente, se sumaron contratos de servicios que incluye la administración de los derechos de vía, servicio al cliente, contabilidad, compras, recursos humanos y legales y control ambiental, seguridad y regulatorios.

Por último, se sumó los gastos en redes y telecomunicaciones de la organización.

**Ecuación 12.** Gastos fijos de Administración (GA)  
 $GA = \text{Salarios y beneficios} + \text{Contratos de servicios} + \text{redes}$

### 4.3.2 Variables independientes

Basado en Brolick, H., Holden, R., & Jones, R. (2004) se tomaron las siguientes 10 variables que explicarían los cambios en los gastos fijos de cada sistema.

#### **Capacidad utilizada (Cap)**

Es la cantidad de barriles transportados en un año multiplicado por la longitud de la línea. Su unidad de medida está en Barriles-Milla y se pensaría que no debe tener relación con el MNVE, puesto que equivaldría a decir que las cantidades afectan los gastos fijos y por ende la sigla no tendría sentido.

Al verificar mediante el P value este coeficiente se obtiene un valor de 0,55, que ante un nivel de significancia del 5% hace rechazar la hipótesis nula y por ende, esta variable se descarta del modelo.

#### **Bombeo promedio (Bomb)**

Es la máxima potencia de bombeo generada en la estación dividido entre las unidades principales. Su unidad de medida está en Miles de Caballos (HP) y se esperaría que entre menos unidades de bombeo generen un nivel de potencia, menores gastos existirían.

#### **Cantidad de estaciones (Qest)**

Hará referencia a la cantidad de estaciones que se encargan de realizar el bombeo del producto a través del sistema. Su unidad de medida es cantidad de estaciones y podría decirse que a un mayor número de estaciones, mayores gastos se generarán.

#### **Diámetro de la tubería (Diam)**

Es la longitud en línea recta que pasa por el centro de la circunferencia de la tubería, estableciéndose las pulgadas como su unidad de medida. Las más comunes en el sector son

de 6", 8", 10",12",14" y 16" pulgadas, aunque pueden llegar a 36" y más, lo que haría pensar que entre mayor sea el diámetro de la tubería, mayor sería el gasto en mantenimiento.

#### **Longitud en terreno plano y agrícola (Flatagr)**

Si bien Brolick, H., Holden, R., & Jones, R. (2004) menciona que se debe utilizar el tipo de terreno, no es claro que unidad de medida utilizan, por tal motivo se consideró determinar los tramos del ducto del sistema que cruzan terreno plano y agrícola en millas. Se supondría que a una mayor longitud de la línea, mayor serán sus gastos.

#### **Longitud del ducto en ciudades (City)**

Corresponde a la sumatoria de longitudes de tramo que pasan debajo de las calles de ciudades y pueblos, medido en millas. A mayor longitud existirían más gastos, aunque dada la cercanía de los materiales, maquinaria y personal con los centros de producción, se contaría con mayor abundancia de recursos y por ende, la relación podría ser inversa.

#### **Otras longitudes (Otros)**

Corresponde a la sumatoria de longitudes de tramo que pasan por zonas rurales, terreno montañoso, pantanos y humedales. Presuntamente, a mayor longitud existirían más gastos y debería ser mayor que Flatagr dado que son terrenos con mayor complejidad.

#### **Destinatarios (Ship)**

Corresponde a las entregas que se realizan de producto a terceras empresas, como por ejemplo las distribuidoras mayoristas. Su unidad de medida es cantidad de destinatarios y sería previsible que a mayor cantidad de destinatarios, más personal y equipos de marcación se requerirán y por ende, mayores gastos.

#### **Valor de reposición (Value)**

Concierno al valor de todos los activos de las plantas y líneas del sistema, medido en millones de dólares americanos corrientes. Se supondría que un sistema con mayor valor en sus activos posee una mayor complejidad y por ende sus gastos serán mayores.

#### **Edad de los activos (edad)**

Es el promedio de edad de los ductos y unidades principales de la planta medida en años, siendo un axioma en la industria del Oil & Gas y en la población en general, que entre mayor sea la edad, mayores serán los gastos de mantenimiento.

Sin embargo, Brolick (2007) menciona un estudio de 42 sistemas donde se evidencia que no existe ninguna correlación entre esas dos variables y en donde incluso activos con 60 años de operación son los más eficientes. Como explicación a esta evidencia empírica

aluden que realizar los mantenimientos en los tiempos programados permite una eficiencia en los gastos por un periodo largo de tiempo.

Por tal motivo, la edad se descartó en la modelación econométrica.

### 4.3.3 Planteamiento del modelo

**Ecuación 13.** Planteamiento del modelo

$$MNVE = c + \beta_1(BOMB) + \beta_2(\ln(DIAM)) + \beta_3(QEST) + \beta_4(SHIP) + \beta_5(FLATAGR) + \beta_6(CITY) + \beta_7(OTROS) + \beta_8(VALUE)$$

Ante un nivel de confianza del 90%, los P Value para los coeficientes de los betas ( $\beta$ ), evidencian que tanto la constante, el diámetro de la tubería y el terreno plano no son significativos como se muestra a continuación:

**Tabla 2.** Coeficientes de la regresión

Coeficiente	Variable	P Value
Constante	0.774745	0,6532
Bomb	-0.767585	0,0075
Ln(Diam)	0.606526	0,3811
Qest	0.430459	0,0028
Ship	0.084073	0,0445
Flatagr	-0.003035	0,3498
City	-0.332886	0,0933
Otros	0.042006	0,0001
Value	0.021391	0

Fuente: Elaboración propia con el software e-views.

- Por cada mil caballos que genere una bomba, el MNVE se reducirá en 767 mil dólares.
- Por cada 1% que aumente el diámetro de la tubería, el MNVE aumentará 606 mil dólares.
- Por cada estación de bombeo presente en el sistema, el MNVE aumentará 430 mil dólares.
- Por cada destinatario que haya en el sistema, el MNVE aumentará 84 mil dólares.

- Por cada milla en terreno plano, el MNVE se disminuirá en 3 mil dólares.
- Por cada milla en ciudades, el MNVE disminuirá en 332 mil dólares.
- Por cada milla que haya en otro tipo de terreno, el MNVE aumentará en 42 mil dólares.
- Por cada millón de dólares en activos, el MNVE aumentará en 21 mil dólares.

R-squared	0.995374	Mean dependent var	6.344510
Adjusted R-squared	0.992290	S.D. dependent var	3.709509
S.E. of regression	0.325712	Akaike info criterion	0.891920
Sum squared resid	1.273059	Schwarz criterion	1.339573
Log likelihood	-0.365161	Hannan-Quinn criter.	0.989072
F-statistic	322.7690	Durbin-Watson stat	2.012983
Prob(F-statistic)	0.000000		

### Ilustración 13. Pruebas realizadas a la regresión

Fuente: Elaboración propia con el software E-views.

Como existen betas que no pueden descartarse como distintos de 0 (en rojo), se elabora la prueba de Fisher que con un P Value de 0 indica que el modelo en su conjunto es globalmente significativo. El  $R^2$  evidencia que las variables X explican en 99,5% las variaciones del MNVE. Como esta prueba se ve altamente influenciada por la cantidad de variables se observa el  $R^2$  ajustado, siendo también su valor cercano a 1.

Si bien la prueba de Durbin Watson indica que los errores no se encuentran correlacionados entre sí, adicionalmente se realizó la prueba de Breusch- Godfrey que con un P-value de 0.75 no genera indicios para rechazar la hipótesis nula y por ende, los errores no están correlacionados entre ellos, es decir, un error no explica a otro.

**Tabla 3.** Otras pruebas realizadas

Prueba	Descripción	Hipótesis nula	Resultado
P Value prueba de Fisher (Debería ser menor a 5%)	La prueba de Fisher evidencia si en su conjunto los Betas generan un modelo significativo o no.	El modelo no es significativo (malo)	0%
P Value Jarque Bera (Debería ser mayor a 5%)	La media de los errores tiende a ser 0.	Los errores en promedio son 0.	79%
P Value Test de White (Debería ser mayor a 5%)	El modelo tiene un comportamiento constante en sus errores (volatilidad).	Es Homoscedastico (constante)	40%

Fuente: Elaboración propia basado en Gujarati(2007)

Eliminar las variables no significativas en el modelo (el diámetro y la longitud en terreno plano), genera los siguientes resultados:

**Tabla 4.** Coeficientes de la regresión eliminando variables no significativas

Coeficiente	Variable	P Value
Constante	0.774745	0
Bomb	-0.727585	0,0081
Qest	0.410459	0,0027
Ship	0.064073	0,099
City	-0.312886	0,112
Otros	0.041006	0
Value	0.020391	0

Fuente: Elaboración propia con el software E-views.

R-squared	0.994549	Mean dependent var	6.344510
Adjusted R-squared	0.992213	S.D. dependent var	3.709509
S.E. of regression	0.327343	Akaike info criterion	0.865584
Sum squared resid	1.500147	Schwarz criterion	1.213758
Log likelihood	-2.088634	Hannan-Quinn criter.	0.941147
F-statistic	425.7278	Durbin-Watson stat	1.926728
Prob(F-statistic)	0.000000		

**Ilustración 14.** Pruebas realizadas a la regresión eliminando variables no significativas

Fuente: Elaboración propia con el software E-views.

Adicionalmente se realizaron los mismos test de la tabla 3, obteniendo para la prueba de Fisher un P-value de 0%, la prueba de Jarque Bera un 0,86, la prueba de White de 0,57 y Breusch- Godfrey de 0,92.

De esta forma, se observa que si bien el coeficiente de determinación se reduce en 0,7% y el error estándar aumenta en 300 mil dólares, el modelo puede simplificarse en 6 variables de la siguiente forma:

#### **Ecuación 14. Planteamiento del modelo**

$$\text{MNVE} = c + \beta_1(\text{BOMB}) + \beta_2(\text{QEST}) + \beta_3(\text{SHIP}) + \beta_4(\text{CITY}) + \beta_5(\text{OTROS}) + \beta_6(\text{VALUE})$$

## **5 Conclusiones**

Se deben hacer esfuerzos para generar APU's para las actividades de mantenimiento con el fin de reducir la dispersión de los datos y se debe replicar el modelo econométrico a más sistemas y a lo largo del tiempo para aumentar su confiabilidad.

Mediante el análisis econométrico se tiene una evidencia empírica que permite descartar la capacidad utilizada de cada sistema como una variable que afecta los gastos fijos de las empresas del sector. Dada esta premisa y basándose en los estudios de los organismos de benchmarking, podría considerarse como mejor regla de distribución para obtener el valor por Proceso Empresarial, el valor de los activos o también un porcentaje de acuerdo al MNVE de los sistemas a los que se bombee.

A su vez queda demostrado que a mayor edad de los activos, no necesariamente los gastos serán mayores, recomendándose generar una adecuada política de mantenimientos rutinarios para conservar el estado del bien con una mejor relación costo-beneficio.

En su orden, las variables que más impactan los gastos fijos son: Bombeo, cantidad de estaciones y la longitud de la línea en todos sus tipos de terrenos. No obstante, la constante es la primera en magnitud debido al efecto absorbente de las variables que no han sido tenidas en cuenta en el modelo.

Cuando Solomon elabore el estudio para la empresas del sector, debe tenerse en cuenta que es muy difícil cambiar al EPC dado que depende de variables físicas, lo cual genera que para mejorar la relación MNVE/EPC, se debe optimizar el numerador teniendo en cuenta los riesgos de operación, puesto que si bien financieramente los indicadores pueden mejorar, los costos a mediano plazo podrían aumentar.

Realizar un benchmarking de las compañías colombianas permitió determinar que variables físicas inciden en los gastos fijos controlables no dependientes del volumen, más no permitirá resaltar las brechas ya que dada la cantidad de datos y el periodo corto de tiempo, la muestra oscilaría en torno a la media, proporcionando resultados poco concluyentes.

Finalmente, ya sabiendo cuales son las variables más relevantes, se deben concentrar los esfuerzos en éstas para así mejorar la eficiencia y sería obligatorio recalcular el modelo para que dejará de ser estático.

## 6 Referencias

- Brolick, H. (2007). Comparative performance analysis for natural gas and oil pipeline operations. Dallas: Petromin Pipeliner.
- Brolick, H., Holden, R., & Jones, R. (2004). Method developed for benchmarking pipeline operators' performance. Estados Unidos: Oil & Gas Journal.
- Compass International Consultants Inc. (2011). Global construction cost and reference yearbook. (11va ed.). Morrisville: Compass International Consultants Inc.
- Dataifx (2014). *Utilidad de Cenit y sus filiales llegó al \$1 billón en primer año de operación*. Consultado el 21 de abril de 2014 de: [http://dataifx.com/noticias/acciones-colombia/articulo-17325-utilidad-de-cenit-y-sus-filiales-llego-al-\\$1-billon-en-primer-a%F1o-de-operacion](http://dataifx.com/noticias/acciones-colombia/articulo-17325-utilidad-de-cenit-y-sus-filiales-llego-al-$1-billon-en-primer-a%F1o-de-operacion)
- Ecopetrol S.A. (2012). Guía para la generación del presupuesto plurianual de costos de mantenimiento de la VIT. Bogotá D.C: Ecopetrol S.A.
- Ferreira, E., & Mullet, M. (2012). Diseño de un modelo gerencial de activos enfocado al aseguramiento del sistema de medición de hidrocarburos de las plantas de la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol S.A. (tesis de especialización). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Gujarati, D. N., & Porter, D. C. (2010). Econometría. (5ta ed.). México D.C: Mc Graw Hill.
- HSB Solomon Associates LLC (2012). International study of plant reliability and maintenance effectiveness. Dallas: HSB Solomon Associates LLC.
- Uribe, M.R. (2011). Costos para la toma de decisiones. Bogotá D.C: Mc Graw Hill.